

UNIVERSIDAD CARLOS III
DE MADRID



TRABAJO DE FIN DE GRADO

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE 50 MW CON TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO

Autor/a: MARÍA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ

Tutor/a: CAROLINA MARUGÁN CRUZ

Titulación: Ingeniería en tecnologías industriales

Departamento: Ingeniería térmica y de fluidos

Fecha: Junio, 2016



RESUMEN

En este proyecto se diseña una central termosolar de 50 MW utilizando colectores cilindro parabólicos. Se han evaluado las diferentes tecnologías disponibles y se detalla por qué se ha optado por captadores cilindro parabólico.

Se ha elegido Toledo como ubicación de la planta termosolar. Para determinar la viabilidad del emplazamiento de la central, se han considerado una serie de parámetros, de los cuales la radiación normal directa (DNI) ha sido determinante.

Con el objetivo de satisfacer la demanda, se ha dotado a la central de un sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas, que permite conservar la energía térmica que no ha sido utilizada por el bloque de potencia de la planta.

Además se ha estudiado la posibilidad de añadir un 15% de apoyo de combustible fósil a la central termosolar, y cómo afecta esto a la su producción.

Para la simulación de la central, se ha utilizado el programa System Advisor Model, que proporciona datos sobre el dimensionamiento del campo solar, el funcionamiento y la producción eléctrica de la planta, así como el coste de la central y el precio de la energía producida.

Por último, se han expuesto las conclusiones obtenidas tras la realización de este proyecto y se han propuesto futuros estudios a realizar sobre el presente diseño. Además, se ha comentado brevemente las líneas de investigación que se están llevando a cabo en el terreno de la energía termosolar con concentradores cilindro parabólicos.



ABSTRACT

This project is intended to design a thermosolar power plant of 50 MW using parabolic trough collectors. Different available technologies have been evaluated and it is detailed why parabolic trough collectors have been chosen.

The selected location of the thermosolar power plant is Toledo (Spain). To determine the feasibility of the named location, several parameters have been considered, of which Direct Normal Irradiation has been decisive.

With the aim of meeting the demand for electricity, a storage system of molten salts has been added to the power plant. It allows the power plant to keep the thermal energy which has been not used by the power block.

Besides, it has been studied the possibility of providing the power plant with a 15% of auxiliary system with fossil fuel, and how it affects to production.

For simulating the power plant, a software called System Advisor Model has been used. It can account for data about solar field sizing, operation and electricity production of the power plant, as well as costs and produced energy price.

Finally, findings have been presented and future studies over the current design have been proposed. In addition, last researchs on parabolic trough have been mentioned.



ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	5
ÍNDICE DE TABLAS	7
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 PROBLEMA ENERGÉTICO	10
1.2 OBJETIVOS	11
1.3 MARCO REGULATORIO	12
2. TIPOS DE ENERGÍA	16
2.1 ENERGÍA FÓSIL.....	16
2.1.1 Carbón.....	16
2.1.2 Gas	18
2.1.3 Petróleo	20
2.2 ENERGÍA NUCLEAR.....	21
2.3 ENERGÍA RENOVABLE	23
2.3.1 Energía eólica.....	24
2.3.2 Biomasa.....	25
2.3.3 Energía hidráulica.....	26
2.3.4 Energía geotérmica.....	27
2.3.5 Energía solar.....	27
2.3.6 La energía renovable en el mundo	28
3. ENERGÍA SOLAR POR CONCENTRACIÓN.....	33
3.1 TORRE CENTRAL.....	34
3.2 COLECTORES LINEALES FRESNEL	35
3.3 DISCO PARABÓLICO.....	36
3.4 COLECTORES CILINDRO PARABÓLICO	37
3.5 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR POR CONCENTRACIÓN	38
4. TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO.....	41
4.1 COLECTOR.....	42
4.2 TUBO RECEPTOR.....	43
4.3 BLOQUE DE POTENCIA. SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	44
5. SYSTEM ADVISOR MODEL	47
5.1 MÓDULO DEL CAMPO SOLAR	48
5.2 MÓDULO DEL COLECTOR.....	52
5.3 MÓDULO DEL TUBO RECEPTOR.....	54
5.4 MÓDULO DEL CICLO DE POTENCIA	57
5.5 MÓDULO DEL ALMACENAMIENTO TÉRMICO.....	59
5.6 MÓDULO DE COSTES.....	61
5.7 MÓDULO DE PARÁMETROS FINANCIEROS	61
5.8 RESULTADOS	62
6. DISEÑO DE LA PLANTA.....	64
6.1 EMPLAZAMIENTO	64
6.1.1 Análisis de la radiación normal directa	65
6.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA	67
6.2.1 Elección del múltiplo solar y configuración del sistema de almacenamiento.....	68
6.2.2 Configuración del apoyo de combustible fósil.....	73
6.2.3 Configuración del campo solar	80
6.2.4 Bloque de potencia	84
6.3 RESULTADOS	87



7. CONCLUSIONES	92
7.1 RESUMEN DE RESULTADOS.....	92
7.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	93
7.3 CONCLUSIONES	95
7.4 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN ACTUALES.....	97
7.5 FUTUROS ESTUDIOS	98
BIBLIOGRAFÍA	99
ANEXOS	104



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Emisión de gases de efecto invernadero. [1].....	10
Figura 2. Consumo de combustibles fósiles. [6].....	16
Figura 3. Consumo de carbón año 1990. [7].....	17
Figura 4. Consumo de carbón año 2010. [7].....	18
Figura 5. Red de gaseoductos que abastece a Europa. [8].....	19
Figura 6. Países con mayores yacimientos de petróleo. [9].....	21
Figura 7. Número de reactores nucleares por países. [10].....	23
Figura 8. Crecimiento de la capacidad instalada de fuentes renovables 2015. [11]29	
Figura 9. Evolución de la potencia instalada de energía renovable. [11].....	30
Figura 10. Consumo total de energía en España 2014. [12].....	30
Figura 11. Producción total de energía en España 2014. [12].....	31
Figura 12. Tipos de plantas termosolares. [13].....	33
Figura 13. Central termosolar Gemasolar. [14].....	35
Figura 14. Central termosolar Puerto Errado 2. [15].....	36
Figura 15. Colector disco parabólico. [16].....	37
Figura 16. Potencia termosolar instalada en el mundo. [17].....	39
Figura 17. Esquema básico de una central termosolar con tecnología cilindro parabólico. [18].....	41
Figura 18. Lazo de colectores cilindro parabólicos [14].....	43
Figura 19. Captura pantalla de entrada SAM. [19].....	49
Figura 20. Listado de fluidos caloportadores SAM. [20].....	50
Figura 21. Diseño a ordenador del colector Eurotrough ET 150. [25].....	54
Figura 22. Colector Eurotrough ET 150 probado en la PSA, CIEMAT. [26].....	54
Figura 23. Tubo receptor SCHOTT PTR70. [28].....	55
Figura 24. Pérdidas en el tubo receptor con respecto a la temperatura. [28].....	56
Figura 25. Esquema ciclo Rankine básico. [21].....	57
Figura 26. Radiación Normal Directa anual. [23].....	66



Figura 27. Altura del sol 21 de diciembre y 21 de junio. [23]	67
Figura 28. Factor de capacidad o de planta.....	69
Figura 29. LCOE Real.....	70
Figura 30. Producción anual.....	71
Figura 31. Periodos de envío de combustible fósiles.....	74
Figura 32. Producción horaria 21 de junio sin apoyo fósil.....	77
Figura 33. Producción horaria 21 de junio con apoyo fósil.	77
Figura 34. Producción horaria 21 de diciembre sin apoyo fósil.	78
Figura 35. Producción horaria 21 de diciembre con apoyo fósil.	78
Figura 36. Aporte de combustible fósil.	80
Figura 37. Configuración del campo solar. [20]	80
Figura 38. Esquema de 4 colectores por lazo.....	82
Figura 39. Esquema básico del ciclo de vapor SAM. [35].....	85
Figura 40. Rendimiento del ciclo.	87
Figura 41. Potencia eléctrica de salida del ciclo.....	88
Figura 42. Almacenamiento de energía térmica.	88
Figura 43. Potencia generada por el sistema.....	89
Figura 44. Flujo másico de HTF por lazo.....	89
Figura 45. Valores de LCOE de diferentes energías renovables. [11].....	93



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Listado de colectores cilindro parabólicos SAM.....	52
Tabla 2. Características del colector cilindro parabólico Eurotrough ET 150.....	53
Tabla 3. Listado de tubos receptores de SAM	55
Tabla 4. Características del tubo receptor SCHOTT PTR 70	56
Tabla 5. Características de la turbina Siemens SST-700.....	58
Tabla 6. Características Hitec Solar Salt	60
Tabla 7. Características iniciales de la central seleccionadas en SAM.....	64
Tabla 8. Radiación Normal Directa mensual PVGIS.....	65
Tabla 9. Radiación Normal Directa mensual NASA.....	66
Tabla 10. Listado de las distintas capacidades de almacenamiento analizadas	68
Tabla 11. Listado de los distintos múltiplos solares analizados	69
Tabla 12. Múltiplo solar óptimo para cada configuración de la capacidad de almacenamiento.....	71
Tabla 13. Costes y producción para cada múltiplo solar óptimo.....	72
Tabla 14. Parámetros del sistema de almacenamiento	72
Tabla 15. Características de la central sin aporte de combustible fósil.....	74
Tabla 16. Características de la central con aporte de combustible fósil.....	75
Tabla 17. Producción mensual con y sin aporte de combustible fósil.....	76
Tabla 18. Producción horaria con y sin aporte fósil para los días 21 de diciembre y 21 de junio	79
Tabla 19. Parámetros del campo solar.....	81
Tabla 20. Parámetros del fluido de trabajo (HTF)	81
Tabla 21. Parámetros de entrada asumidos por el programa para el bloque de potencia.....	86
Tabla 22. Parámetros de entrada proporcionados al programa en el bloque de potencia.....	86
Tabla 23. Resumen de características de la central.....	92
Tabla 24. Parámetros para el cálculo del LCOE.....	94
Tabla 25. LCOE Real en \$ y €	94



Tabla 26. Costes estimados	95
----------------------------------	----



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

En este primer capítulo, se van a exponer los objetivos de la realización de este proyecto, partiendo de los problemas energéticos que nos abordan y que requieren de la sociedad del siglo XXI para proponer alternativas viables que satisfagan sus necesidades. Además se detallará la normativa existente en España respecto a las energías renovables, y principalmente aquella que afecta a la termosolar, puesto que es objeto de este estudio.

1.1 Problema energético

Año tras año, se escucha en los medios de comunicación noticias que alertan sobre el incesante aumento del calentamiento global y la emisión de gases de efecto invernadero. En gran medida, esto se debe al consumo de combustibles fósiles como fuente para la generación eléctrica y sectores como el industrial o el transporte son los mayores responsables de esta situación.

Desde la revolución industrial a finales del siglo XVIII, el índice de emisiones de gases contaminantes ha ido en aumento, principalmente en las últimas décadas. En la siguiente figura, se muestra la emisión de gases de efecto invernadero desde 1950 hasta 2010.

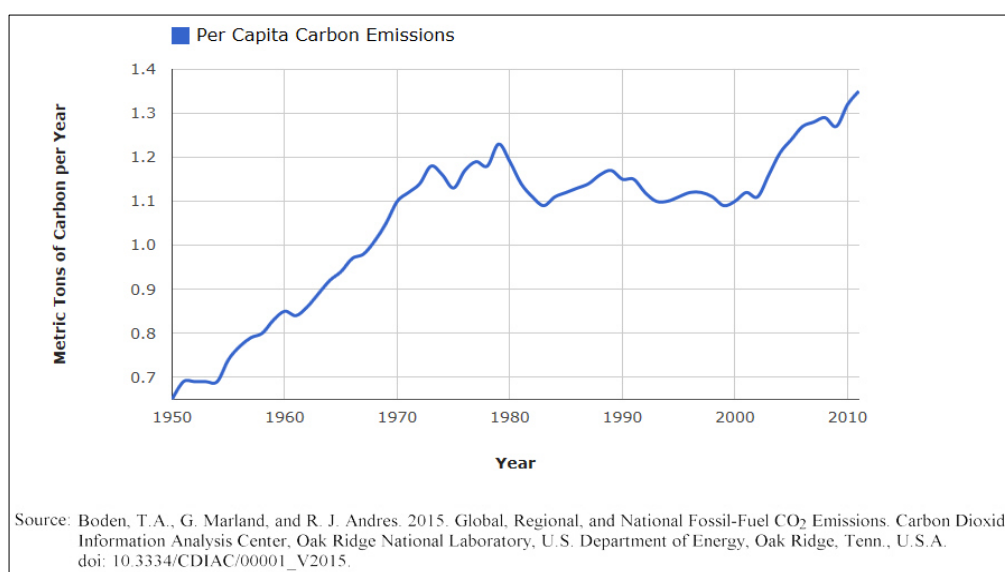


Figura 1. Emisión de gases de efecto invernadero. [1]

Teniendo en cuenta de que estos índices aumentan anualmente, surge la necesidad de proponer soluciones para la sostenibilidad del planeta. Es ahí donde juegan un importante papel las energías renovables, como alternativa a los combustibles fósiles.

Gracias a distintos protocolos y políticas gubernamentales adoptadas por diferentes países, se pretende apaciguar progresivamente las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente las emisiones de dióxido de carbono (CO_2). El medio para llevar esto a cabo, son las fuentes de energía renovables, cuyo sector está en un periodo creciente y de expansión en todo el mundo, intentando llegar a todos los países, especialmente a aquellos que están en desarrollo.

1.2 Objetivos

El objetivo de este proyecto es diseñar una central termosolar de 50 MW utilizando captadores cilindro parabólicos. Se analizarán detalladamente una serie de aspectos considerados de interés para la construcción de dicha central. Del mismo modo, se realizará una simulación mediante el programa System Advisor Model, elaborado por NREL, Estados Unidos. Dicho programa está a disponibilidad de todo aquel interesado en realizar estudios referentes a la simulación de centrales eléctricas con fuentes renovables, y permite al usuario simular el funcionamiento de centrales eléctricas según la fuente energética escogida. Proporciona una amplia serie de datos, dando información sobre la producción y el funcionamiento, buscando la optimización de la planta.

De entre todas los tipos de energías renovables existentes, se ha optado por la energía termosolar, ya que en España se dispone de unos rangos de radiación solar favorables, y además es una de las energías más investigadas en este país. España dispone de centros de investigación de referencia en el ámbito internacional, y son numerosos los estudios que se han realizado sobre la energía termosolar en colaboración con distintas instituciones pertenecientes a otros países.

La concentración solar ha revolucionado el sector de las energías renovables desde sus inicios, dando utilidad a una fuente de energía gratis y a disposición de todos.

Aprovechando la radiación solar, se transforma la energía térmica en energía eléctrica para abastecer hogares e industrias. De esta manera, se evita la contaminación atmosférica que produciría el equivalente de electricidad con la quema de combustibles fósiles.

En este estudio, se analizarán principalmente características relativas al campo solar, el bloque de potencia, el sistema de almacenamiento mediante sales fundidas y se dispondrá de un sistema de aporte de gas natural, que permitirá optimizar el funcionamiento de la central con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica.

1.3 Marco regulatorio

A continuación se expone lo relativo a la legislación vigente sobre generación eléctrica que afecta al estudio realizado, así como el marco regulatorio que se tiene en cuenta en la elaboración de este proyecto.

Hasta el año 2012, la legislación que regulaba la producción eléctrica considerada de régimen especial, donde se incluye a la energía termosolar, era el Real Decreto 661/2007 [2]. Dentro de este documento, se califica a la energía solar dentro de la siguiente categoría:

Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

A su vez, la energía termosolar corresponde al subgrupo b.1.2:

Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido trasmisor de calor para compensar la

falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía. La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 de este real decreto. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1.

Artículo 24.1 b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.

Por tanto, según el Real Decreto 661/2007, vigente hasta el año 2012, se permitía la opción del uso de un aporte de combustible fósil auxiliar del 15%, si la central vendía la energía eléctrica producida de acuerdo a los precios del mercado o en su caso, el precio acordado por el titular de la instalación, y además una prima por cada kWh producido.

Este texto quedó derogado en enero de 2013, limitando el aporte de gas natural a fines meramente de mantenimiento de la central, según se recoge en la Ley 15/2012 [3], de 27 de diciembre. Posteriormente, se publicó el Real Decreto 413/2014 [4] que define la limitación del uso de combustible fósil mediante gas natural.

Artículo 33.4. Las instalaciones del subgrupo b.1.2 podrán utilizar equipos que utilicen un combustible de apoyo para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

Las instalaciones no híbridas cuya generación eléctrica imputable al combustible de apoyo, calculada según la metodología establecida por orden del Ministro de

Industria, Energía y Turismo, supere en cómputo anual el 12 por ciento de la producción total de electricidad y las instalaciones híbridas cuya generación eléctrica imputable al combustible de apoyo distinto de los de hibridación, calculada según la metodología establecida por la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, supere en cómputo anual el 10 por ciento de la producción total de electricidad no tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente al año del incumplimiento.

Recientemente, en el año 2015 se ha publicado una norma que regula el uso de la tecnología cilindro parabólico. [5]

- UNE 206010:2015 *"Ensayos para la verificación de las prestaciones de las centrales termosolares con tecnología de captadores cilindroparabólicos."*

Esta norma incluye especificaciones sobre la energía solar radiante disponible, los consumos de electricidad de la central, la producción eléctrica neta, el aporte de energía no solar y el rendimiento neto de la central, y es aplicable a centrales termosolares de cualquier tamaño que empleen sistemas de concentración mediante capatadores cilindro parabólico.



CAPÍTULO 2. TIPOS DE ENERGÍA

2. TIPOS DE ENERGÍA

En este capítulo se van a describir los diferentes métodos de obtención de energía eléctrica, desde los combustibles fósiles y la energía nuclear, hasta los diferentes tipos de energía renovable.

2.1 Energía fósil

Actualmente, los combustibles fósiles siguen siendo la principal fuente de energía en la inmensa mayoría de los países desarrollados, suponiendo ésto un mercado mundial muy grande de intercambio de combustible entre los distintos países.

Dentro de este grupo están el carbón, el gas natural y el petróleo,

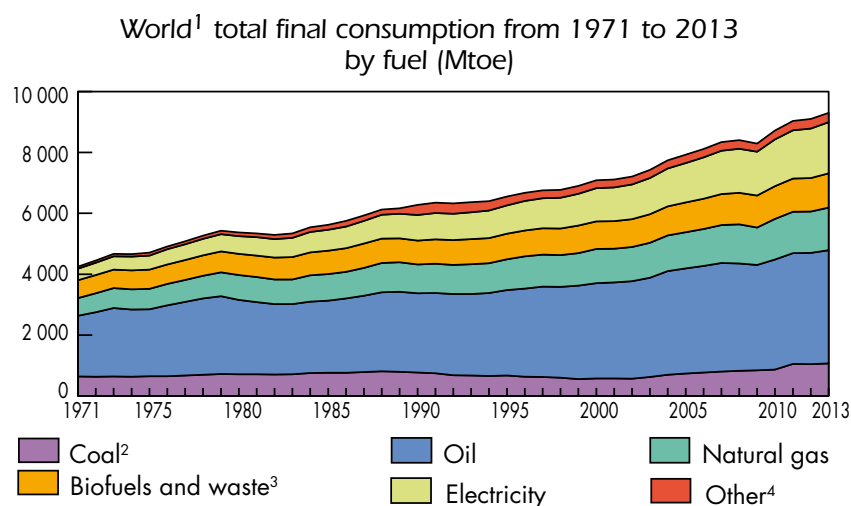


Figura 2. Consumo de combustibles fósiles. [6]

2.1.1 Carbón

El carbón es un combustible fósil formado a partir de vegetales fosilizados a lo largo de millones de años, los cuales quedan almacenados en depósitos contenidos en capas compactadas. Debido a la falta de aire, la materia libera oxígeno y pierde hidrógeno cuando la presión y la temperatura aumentan. El carbón es bastante abundante comparado con los otros combustibles fósiles, pero su extracción es

muy perjudicial tanto por las emisiones como por la misma superficie de extracción, dañando el suelo y subsuelo terrestre.

Generalmente, el carbón se extrae de las minas, y es utilizado para la generación eléctrica en centrales, para sistemas de calefacción o para exportación a países en proceso de desarrollo. En países como China o la India, el carbón supone la principal fuente de energía debido a los elevados precios del gas natural y del petróleo, lo que se traduce en un atmósfera muy contaminada.

En Europa, el carbón tuvo su época de apogeo durante la era de la revolución industrial, siendo el combustible más utilizado a principios del siglo de XIX. Hoy en día, siguen llevándose a cabo proyectos de recuperación de la biodiversidad, la cual quedó mellada en algunas zonas geográficas debido al gran impacto ambiental de las fábricas de la época.

En los gráficos que se presentan a continuación, puede verse en qué zonas había un mayor consumo de carbón durante los años 1990 y 2010.

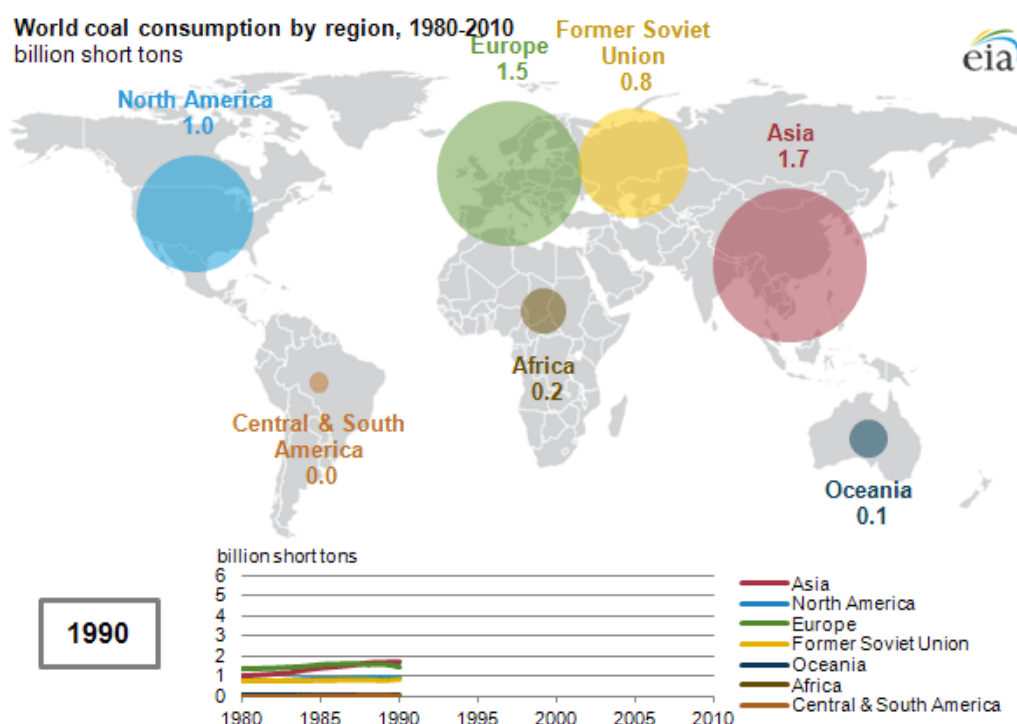


Figura 3. Consumo de carbón año 1990. [7]

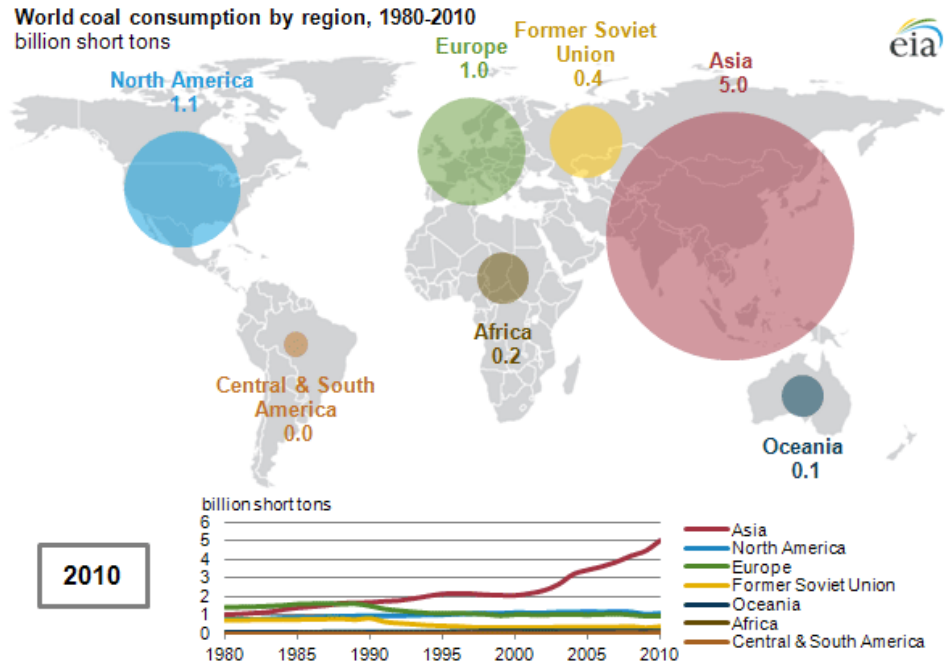


Figura 4. Consumo de carbón año 2010. [7]

En el caso de Europa, el consumo de carbón ha descendido notablemente, y teniendo en cuenta que este gráfico corresponde al año 2010, en la actualidad el consumo de carbón es incluso menor. Por otro lado, Asia es la cara opuesta de la moneda, donde se encuentran dos de los mayores consumidores de carbón, la India y China, como ya se comentó anteriormente. En cambio, en los Estados Unidos, el nivel de consumo ha aumentado ligeramente, estando en la lista de países el siguiente en la lista después de los dos grandes consumidores nombrados anteriormente.

2.1.2 Gas

En comparación con el petróleo y el carbón, el gas natural es menos contaminante y su rendimiento es más alto. Compuesto fundamentalmente por metano (CH_4), se comprime a volúmenes pequeños a grandes profundidades. Normalmente, suele encontrarse junto con los yacimientos de petróleo, de manera que los países que exportan gas, también exportan petróleo. El gas natural se transporta a través de grandes gaseoductos en estado licuado, bien por tierra o bien por mar, y se pasa a estado gaseoso una vez en el punto de consumo.

El gas natural tiene multitud de aplicaciones, y es utilizado en muchos casos como sistema de apoyo en centrales, de manera que se aumenta el rendimiento de las plantas, como es el caso de las centrales de ciclo combinado. También se está utilizando en motores alternativos de combustión interna, además de su consumo individual en casas.

Los principales productores de gas natural son Rusia y Estados Unidos que a su vez son los principales consumidores. Los mayores yacimientos de gas natural se encuentran en territorio ruso, siendo éste el país que principalmente abastece a Europa. Por esta razón, hay una extensa red de gaseoductos que se puede observar en el gráfico y que recorren todo el continente europeo.

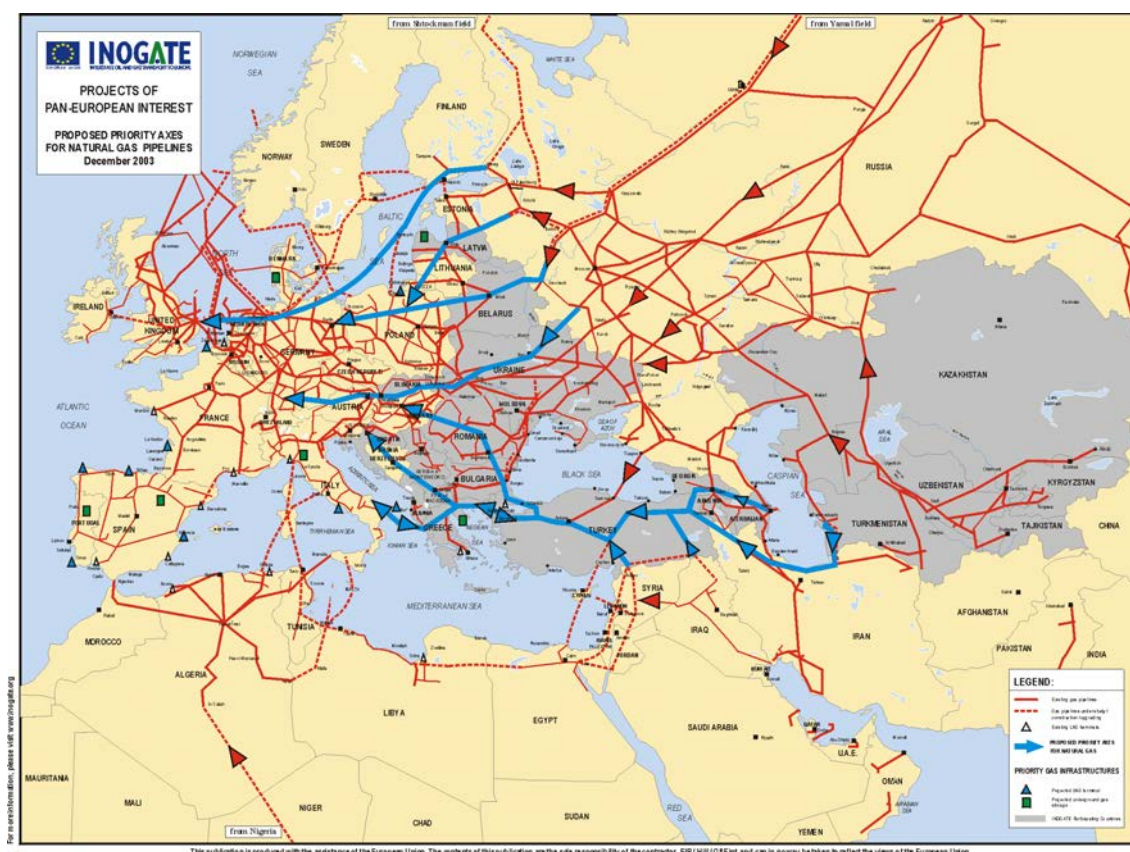


Figura 5. Red de gaseoductos que abastece a Europa. [8]

2.1.3 Petróleo

El petróleo se forma a partir de los restos de microorganismos marinos que se depositan en el fondo de mares y lagos durante millones de años, en unas condiciones propicias de presión y temperatura. Para la extracción del crudo, se dispone de plataformas de explotación, y posteriormente, es en las refinerías donde se obtiene el producto final que es comercializado. Se usa para diversos fines, desde la fabricación de plásticos hasta la industria textil o el sector de la automoción, o incluso en medicina.

Dependiendo del nivel de refino que se le aplique al crudo, se obtienen los distintos derivados del petróleo como son la gasolina, diesel, alquitran, aceites y queroseno entre otros.

Al tener tantas aplicaciones en tan diversos ámbitos, el petróleo es el combustible más solicitado en los países desarrollados. El petróleo no es un recurso ilimitado, si no que esta reducido a ciertas áreas geográficas, por ello la sociedad tiene una gran preocupación ante la tesitura del fin de los yacimientos de petróleo, ya que las estimaciones futuras en cuanto a su duración son bastante negativas.

Por otro lado, el petróleo provoca un impacto ambiental muy alto, tanto en su extracción y en su consumo, como en el transporte. Dentro de este último, se han producido varias catástrofes, provocando la contaminación de mares y terrenos cuya recuperación completa lleva varios años.

RANK	COUNTRY	(BBL)	DATE OF INFORMATION
1	<u>VENEZUELA</u>	298,400,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
2	<u>SAUDI ARABIA</u>	268,300,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
3	<u>CANADA</u>	172,500,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
4	<u>IRAN</u>	157,800,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
5	<u>IRAQ</u>	144,200,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
6	<u>KUWAIT</u>	104,000,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
7	<u>RUSSIA</u>	103,200,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
8	<u>UNITED ARAB EMIRATES</u>	97,800,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
9	<u>LIBYA</u>	48,360,000,000	1 JANUARY 2015 EST.
10	<u>NIGERIA</u>	37,070,000,000	1 JANUARY 2015 EST.

Figura 6. Países con mayores yacimientos de petróleo. [9]¹

Los yacimientos más extensos de petróleo se encuentran en Venezuela y Arabia Saudí. En la tabla 6, se muestran los diez países con más reservas de petróleo del mundo.

2.2 Energía nuclear

La energía nuclear consiste en la fisión o fusión de átomos de Uranio, proceso que libera una gran cantidad de energía calorífica debido a la pérdida de masa, acorde a la Ecuación de Einstein : $E=m \cdot c^2$.

Las centrales nucleares actuales trabajan mediante la fisión nuclear, ya que la fusión nuclear aún está en fase de investigación.

La fisión nuclear consiste principalmente en la división del átomo de Uranio para formar átomos mas pequeños, liberando energía, la cual se utiliza para producir electricidad. Hay dos tipos de fisión:

- fisión inducida: cuando se provoca que un átomo pesado adquiera un electrón.

¹ BBL= Barril de petróleo; 7,6BBL=1 Ton

- fisión espontánea: cuando la fisión ocurre de manera espontánea debido a la inestabilidad del isótopo.

En las centrales nucleares, lo que se provoca es una reacción en cadena de los átomos de Uranio, de manera que los neutrones que se han liberado en una primera reacción inducen a una reacción con nuevos átomos. Pero evidentemente, esta reacción en cadena, se controla gracias a que hay una masa mínima requerida de material fisionable para que se produzca la reacción.

La generación eléctrica en sí dentro de la central nuclear sigue un proceso similar al resto de centrales energéticas que utilizan combustibles fósiles, siendo la energía calorífica generada utilizada para calentar agua en estado líquido y pasarlo a vapor. De esta manera no se contamina el ambiente, ni se producen emisiones nocivas y el vertido que se produce al final del proceso, es simplemente agua caliente. Por esta razón, hay países, como Francia, que han desarrollado una política a favor de las centrales nucleares.

El principal problema de este método de obtención de energía, es el residuo radiactivo que se produce una vez que el Uranio ya no es apto para la reacción inducida. Estos residuos constan de una alta radiactividad, lo que supone un peligro para las personas. En la actualidad, se dispone de cementerios nucleares cuya finalidad es contener estos residuos radiactivos de manera aislada, inhibiendo así la liberación de radiactividad. Además, hay investigaciones en curso sobre la nueva ubicación de residuos, como por ejemplo en el fondo del mar o en minas profundas ya existentes que se encuentren inutilizadas.

Por otro lado, el proceso de fisión que se nombró anteriormente, se encuentra aún en fase de desarrollo. Numerosos países han invertido en uno de los proyectos de investigación de energía nuclear por fusión más famosos que se va a llevar a cabo en Francia: el proyecto ITER. Es un proyecto de interés mundial ya que los residuos radiactivos derivados de la fusión nuclear tienen un nivel de radioactividad mucho más bajo que los derivados de la fisión. Si este proyecto funciona, la sociedad mundial estará ante una nueva era de producción de energía nuclear que podría alterar el panorama energético actual.

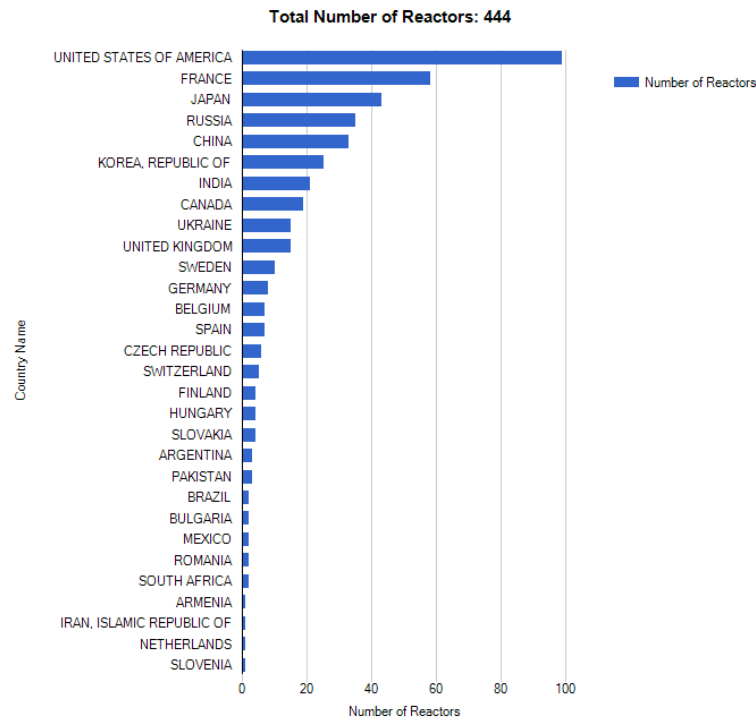


Figura 7. Número de reactores nucleares por países. [10]

Los principales países productores de energía nuclear son Estados Unidos, Francia, Japón, Rusia y China. De todos éstos, el que más energía nuclear exporta es Francia, llegando a exportar aproximadamente un 75% de la energía nuclear que produce. Actualmente en China, hay más de 20 reactores nucleares en construcción, ante la necesidad de este país de reducir el consumo de carbón en los diferentes sectores, principalmente en el sector de la industria. Este número asciende a un total de 64 reactores nucleares en construcción a nivel mundial, que estarán en activo en los próximos años.

2.3 Energía renovable

Las energías renovables son aquellas que utilizan el agua, el sol o el viento para producir electricidad, siendo así menos contaminantes, tanto por las emisiones como con el medio ambiente.

Frente a las fuentes de energía primaria, la energía renovable supone una fuente inagotable, pero a día de hoy, todavía resulta difícil hacerles frente a los

combustibles fósiles. Las tecnologías para producción de energías renovables están en pleno desarrollo, por esa razón, la eficiencia de este tipo de plantas es más baja que en las plantas de energía no renovable, y en cambio, los costes de producción, mucho más altos que en estas últimas.

Además, la producción de energía renovable está íntimamente ligada con el factor naturaleza, el cual puede favorecer o detener la producción durante un tiempo inestimado. En muchos casos cuando las condiciones meteorológicas son favorables a la producción energética, pero la demanda directa en ese momento es inferior a la energía generada, se produce un exceso de energía que se pierde por completo. Uno de los grandes retos actuales de la energía renovable, radica en hallar un sistema de almacenamiento que permita conservar estos excesos de energía generada, bien para cuando sean demandados, o bien para cubrir las necesidades mínimas de la central en condiciones meteorológicas adversas.

Actualmente, existe una gran variedad de energías renovables: energía eólica, biomasa, energía hidráulica, energía geotérmica, energía solar, energía maremotriz y undimotriz.

2.3.1 Energía eólica

La generación de electricidad a partir de la energía eólica, utiliza el viento como fuente de energía. Es una de las formas de energía más antiguas utilizadas por la humanidad, aunque ha sido recientemente cuando se ha comenzado a usar con fines eléctricos. El sector de la energía eólica es uno de los más estables dentro del panorama mundial de energías renovables.

En última instancia, la energía eólica también depende del sol, puesto que es la radiación solar la que permite la formación de bancos de aire a distintas temperaturas, y cuya diferencia de presión sobre mares o sobre la superficie terrestre, provoca corrientes que denominamos viento.

Las turbinas eólicas se encargan de transformar la energía cinética en energía mecánica, y esta finalmente en energía eléctrica. Los diferentes tipos de turbinas

eólicas se dividen en dos grandes grupos según la orientación del eje de la turbina: horizontal o vertical. Las más utilizadas en las plantas eólicas son las turbinas de eje horizontal, y consiste en tres álabes dispuestos con una separación de 120° entre sí. Un mayor número de álabes supondría un mayor peso y por tanto, coste, por lo que no se utilizan diseños con un mayor número de álabes.

Varios países en todo el mundo han apostado por este tipo de energía, en muchos de ellos con políticas de instalación de una cierta cantidad de KWh en unos años. El problema de que gran parte de la energía de un país dependa de la energía eólica, son los días con condiciones desfavorables para la producción, en los que no se genera la energía necesaria para abastecer a la población, y que las tecnologías de los sistemas de almacenamiento están todavía en pleno proceso de investigación.

España es el quinto país a nivel mundial con más potencia instalada, a pesar de que en el año 2015 no se ha incrementado dicha potencia. El país líder en energía eólica es China, que no deja de invertir en este tipo de energía, siguiendo una política de reducción de emisiones, seguido por Estados Unidos, Alemania y la India.

2.3.2 Biomasa

La biomasa es toda la materia que proviene de orígenes biológicos y que se utiliza como fuente de energía. Consiste en utilizar como combustible todos aquellos productos biológicos que no se consideran fósiles y que no pueden utilizarse como alimento ni para crear otros productos, cuya finalidad es sustituir en última instancia el uso de combustibles fósiles.

El nivel de emisiones que se produce al transformar la biomasa en energía es neutro, lo que significa que esa materia durante su crecimiento consume más dióxido de carbono del que libera durante su combustión, siempre que el consumo de este recurso sea más lento que la regeneración del terreno. Existen diferentes métodos de procesamiento de la biomasa, como son la pirólisis, la gasificación, la combustión o métodos bioquímicos.

La biomasa puede utilizarse para la producción de energía eléctrica directa, o bien para otras aplicaciones como es la producción de biocombustibles, los cuales son una buena alternativa a los combustibles tradicionales usados en el transporte. La combustión directa de biomasa también permite el aprovechamiento de la energía térmica generada en este proceso, y aunque provoca emisiones, como todo proceso de combustión, sus niveles son inferiores que los del resto de combustibles fósiles.

Uno de los países que más apuesta por éste tipo de plantas es Finlandia, donde se encuentra el 65% de las plantas de biomasa más grandes del mundo.

2.3.3 Energía hidráulica

Utilizando como fuente de energía el agua, el proceso de obtención de energía hidráulica consiste en aprovechar la caída del agua desde cierta altura. En términos físicos, es una transformación de energía potencial a cinética y, por último, a eléctrica. Su aprovechamiento requiere de la construcción de embalses y presas que permitan almacenar el agua durante el tiempo oportuno, para generar electricidad cuando sea necesaria, ya que al igual que la energía eólica, no se puede almacenar la energía generada.

Las limitaciones de la energía hidráulica residen en los recursos hídricos disponibles y en las condiciones meteorológicas a futuro. Sus costes iniciales son elevados, pero el mantenimiento que precisan y los gastos de funcionamiento son reducidos.

Existen distintos tipos de turbinas hidráulicas dependiendo del caudal y el salto de altura. La construcción de presas permite controlar el caudal que llega a la turbina, para no superar sus condiciones de diseño y optimizar la central.

El impacto ambiental de estas centrales es alto, ya que se altera la fauna y se modifica la orografía del terreno en algunos casos, incluso desviando cuencas de ríos hacia terrenos que podrían haber estado previamente habitados o utilizados para el cultivo. Por otro lado, es un método de obtención de energía que no contamina ni se producen emisiones de gases nocivos.

2.3.4 Energía geotérmica

La energía geotérmica consiste principalmente en el aprovechamiento del calor interno de la Tierra acumulado en la capa más externa de la tierra, formando así las denominadas reservas geotermales. El proceso consiste en aprovechar la fuerza del vapor del agua que se ha ido acumulando en dichos reservorios para mover una turbina, la cual genera a su vez energía eléctrica. Normalmente, este agua se inyecta de manera artificial.

Uno de los lugares más favorables para la explotación de los recursos geotérmicos es el Cinturón de Fuego del Pacífico, donde dos placas tectónicas confluyen, de manera que se libera magma a altas temperaturas cuando se desliza una placa por debajo de la otra, fenómeno llamado subducción.

2.3.5 Energía solar

La energía solar es la energía que alcanza la superficie terrestre en forma de radiación. Se caracteriza por ser una fuente de energía inagotable, y disponible en mayor o menor medida en todos los puntos de la Tierra. Es la alternativa que más arraigo esta teniendo en países subdesarrollados, buscando la independencia respecto de los combustibles fósiles y la autosuficiencia energética.

Hay dos tipos de tecnologías para el aprovechamiento directo del recurso solar:

- Energía solar por concentración: consiste en la concentración de la radiación solar en un determinado punto para conseguir temperaturas más altas que calienten un fluido, que absorberá la energía térmica utilizada para calentar agua. Se hablará mas detenidamente de este tipo de obtención de energía en el siguiente capítulo.
- Energía solar fotovoltaica: La radiación solar incide en unos paneles fotovoltaicos dotados de un material semiconductor produciendose el efecto fotoeléctrico. El

efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones, esto es, una pequeña corriente continua, que cuando se realiza en muchas células fotovoltaicas a la vez, supone un método capaz de generar electricidad para toda una población. Además, se está investigando sobre los posibles sistemas de almacenaje de la energía producida, para cubrir demanda también durante la noche y en días nublados donde la radiación solar no sea suficiente.

La energía solar tiene múltiples usos además de la producción eléctrica, y no deja de investigarse en nuevas tecnologías o mejorando las existentes, para poder aprovecharla mejor.

Sus ventajas respecto de las otras energías renovables, es que no tiene provoca ningún tipo de emisión ni contaminación. El único inconveniente es la alteración del paisaje, ya que los campos solares suele ser de grandes dimensiones y en ocasiones cuentan de varios módulos repartidos en una misma región.

La energía solar de concentración y fotovoltaica es la tecnología más extendida para la producción de energía renovable y también más desarrollada, empleándose tanto en países desarrollados como emergentes. Cada año aumenta numerosamente la potencia instalada a nivel mundial, y se espera que no deje de hacerlo, ya que los precios de estas tecnologías a nivel comercial descienden cada año, haciéndolas más asequibles.

2.3.6 La energía renovable en el mundo

El sector de las energías renovables es de los sectores que más se ha desarrollado en el siglo XXI, tanto por el compromiso social cada vez más extendido de ayudar a preservar el planeta como por la necesidad de nuevas fuentes de energía frente al fin de las energías fósiles por agotamiento.

Realmente, muchas de las energías renovables utilizadas hoy en día, fueron inventadas hace mucho tiempo como por ejemplo la energía eólica, que se utilizaba en los molinos para moler el grano o en la navegación a vela. Pero con la aparición de los combustibles fósiles durante la revolución industrial, éstos pasaron a un

primer plano, principalmente porque con ellos se conseguían rendimientos mucho mayores y, en sus orígenes, parecían ser una fuente abundante de energía, casi inagotable.

En la actualidad, el desarrollo de las energías renovables depende mucho de la situación geográfica, económica, social y política de cada país. Los países desarrollados son más propensos a instalar grandes plantas de generación de algún tipo de energía renovable para satisfacer la demanda energética y disminuir su dependencia energética; aunque en muchos países subdesarrollados también se está optando por este tipo de energía, porque es mucho más accesible y aunque la inversión inicial es grande, los costes de generación y mantenimiento bajos, y otorga al país cierta independencia con respecto a los países exportadores de combustibles fósiles.

En el año 2015, la tasa de producción de energía renovable a nivel mundial subió un 8,3% . Este ha sido el crecimiento más grande experimentado por las energías renovables hasta el momento, y ha sido principalmente en el sector de energía eólica y de energía solar, lo cual puede deberse al decremento de los precios de las tecnologías utilizadas en la generación eléctrica en dichos sectores.

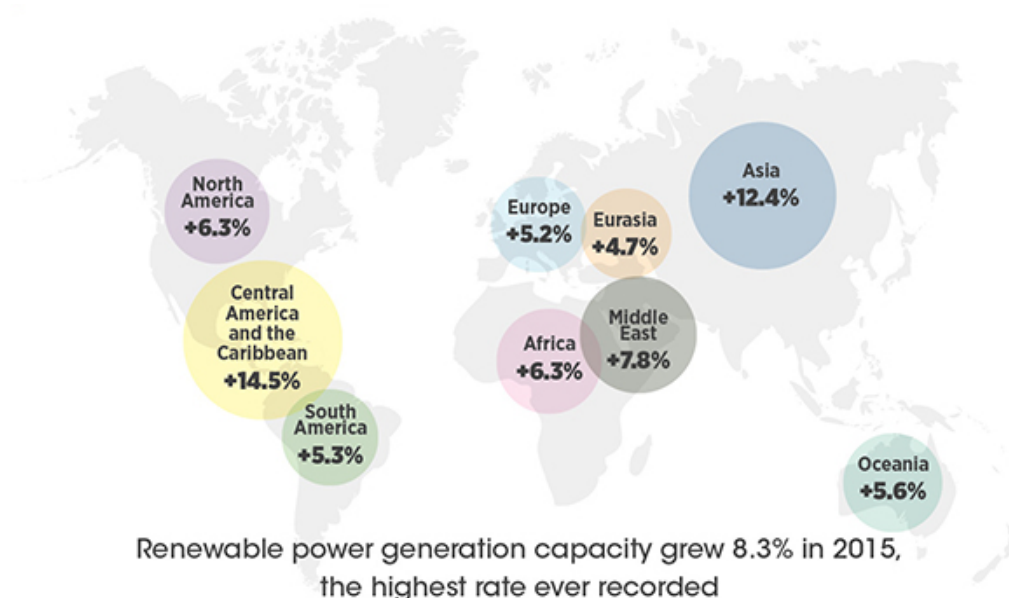


Figura 8. Crecimiento de la capacidad instalada de fuentes renovables 2015. [11]

En la imagen, puede observarse que donde más se ha incrementado la capacidad instalada de fuentes renovables es en Asia y en América Central.

Desde el año 2011, se ha añadido a nivel mundial una media de 100 GW por año, como puede apreciarse en la siguiente imagen, lo cual prueba la afirmación de que las energías renovables están en pleno desarrollo, y cada vez se opta más por ellas como fuente para satisfacer la demanda mundial.

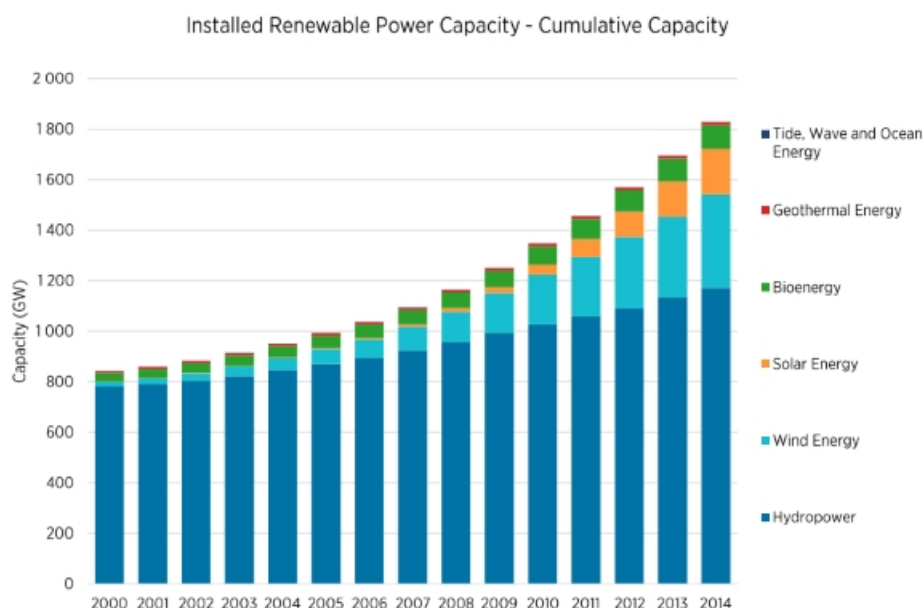


Figura 9. Evolución de la potencia instalada de energía renovable. [11]

En España, las energías renovables en el año 2014 supusieron un 6,3% del consumo total de energía, frente al 50,8% del consumo de productos petrolíferos, como puede apreciarse en este primer gráfico:

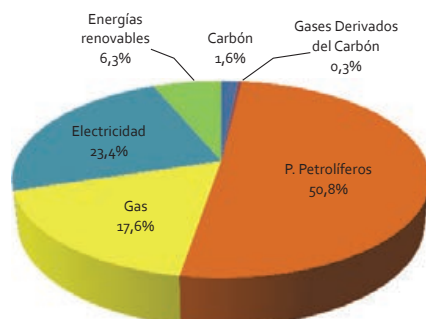


Figura 10. Consumo total de energía en España 2014. [12]

Por otro lado, la producción de energías renovables en España alcanza un 40%,

distinguiendo entre eólica, solar y geotérmica que alcanzan a producir un 22,7% del total, y biomasa, biocarburantes y geotérmica que generan el 17,3% de la producción eléctrica interior.

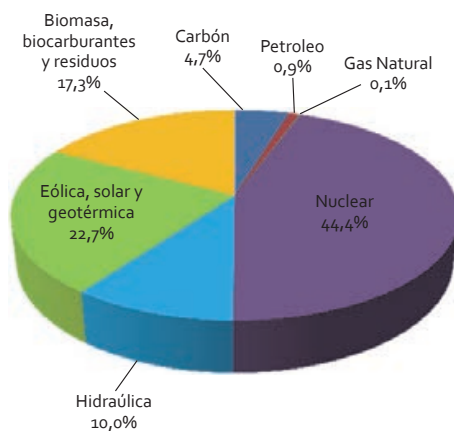


Figura 11. Producción total de energía en España 2014. [12]



CAPÍTULO 3. ENERGÍA SOLAR POR CONCENTRACIÓN

3. ENERGÍA SOLAR POR CONCENTRACIÓN

La producción de energía eléctrica a partir de la energía termosolar consiste en aprovechar la radiación del sol para calentar un fluido, denominado fluido caloportador. Este último, gracias a la radiación solar, es capaz de alcanzar altas temperaturas de trabajo, las cuales se requieren para calentar vapor de agua que, a través de una turbina, genere finalmente electricidad. En algunos casos, el fluido caloportador es vapor de agua, con lo cual no es necesario este segundo proceso de transferencia de calor.

Este método de obtención de energía eléctrica ha logrado grandes avances en los últimos años, y son numerosas las investigaciones que se siguen llevando a cabo para optimizar el proceso y las tecnologías empleadas. Principalmente se pretende mejorar el rendimiento de las plantas termosolares, mejorando las tecnologías, innovando con nuevos fluidos caloportadores, optimizando la planta con sistemas de almacenamiento, o incluso combinar la energía termosolar con otros tipos de energía como la biomasa.

Las diferentes plantas termosolares que existen actualmente son:

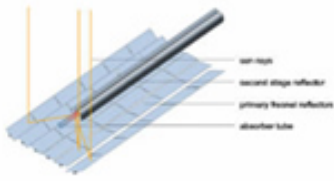
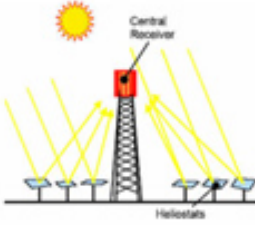
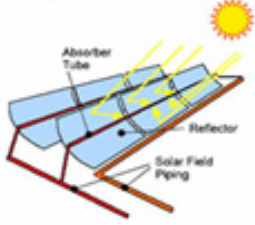
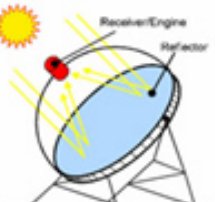
Concentrador	Lineal	Puntual	
Discreto	 <p>Espejos Fresnel</p>	 <p>Sistemas de torre</p>	Foco fijo (Evacúa el calor más fácilmente)
Continuo	 <p>CCPs</p>	 <p>Disco-Stirling</p>	Foco móvil (Recibe más energía)

Figura 12. Tipos de plantas termosolares. [13]

Además se trata de un tipo de energía capaz de implantarse en cualquier lugar del planeta, favoreciendo el desarrollo y la independencia energética de los países en

vía de desarrollo, pues el recurso solar está a disposición de todos. Sus ventajas son que se trata de una energía limpia, que no contamina y que puede almacenarse. En el resto de tecnologías generadoras de electricidad, la energía ha de ser consumida en el momento que es generada, pero en el caso de la energía térmica, se dan grandes periodos de tiempo durante los cuales esta energía aún está disponible.

Seguidamente se explicarán más detalladamente las diferentes maneras de aprovechamiento de la energía termosolar.

3.1 Torre central

En los últimos años, el sector de la energía termosolar está apoyando el desarrollo de este nuevo sistema de obtención de energía eléctrica. Consiste en la concentración de la radiación solar en una torre central que contiene un fluido caloportador, a través de un campo de heliostatos. El fluido contenido en la torre es capaz de alcanzar altas temperaturas para la generación eléctrica, o bien para su almacenamiento y posterior uso, cuando la demanda lo requiera.

En un principio, la radiación se empleaba para calentar agua contenida en la torre central, pero los últimos proyectos se han llevado a cabo utilizando sales fundidas, que gracias a su alta capacidad calorífica, pueden hervir el agua para generar vapor y mover una turbina. Además son capaces de conservar la energía térmica durante varias horas.

El campo de heliostatos es orientable, con lo que cada heliostato puede cambiar su dirección para favorecer el enfoque de la radiación solar en la torre central. El fluido caloportador es capaz de alcanzar temperaturas entre los 500 °C y los 1200 °C, por lo que se engloba dentro de las tecnologías termosolares de alta temperatura.

La mayor planta termosolar de receptor central, Ivanpah se encuentra en el desierto de Mojave, Estados Unidos. Consta de una potencia instalada total de 377 MW y dispone de tres receptores y un campo solar compuesto de 173.500

heliostatos. En España, se construyó la primera central termosolar de torre central con fines comerciales en el año 2007, y a esta le siguieron dos proyectos más, logrando una capacidad total instalada de 50 MW utilizando esta tecnología. Una de estas tres plantas fue pionera en incorporar sales fundidas a su proceso de obtención de energía eléctrica, con un almacenamiento de hasta 15 horas sin aporte solar, siendo la primera planta termosolar del mundo capaz de suministrar energía eléctrica ininterrumpidamente durante un día si las condiciones meteorológicas así lo permiten. Con una potencia nominal instalada de 20 MW, asegura el suministro eléctrico de 25.000 hogares, reduciendo las emisiones de CO₂ en más de 30.000 toneladas al año.

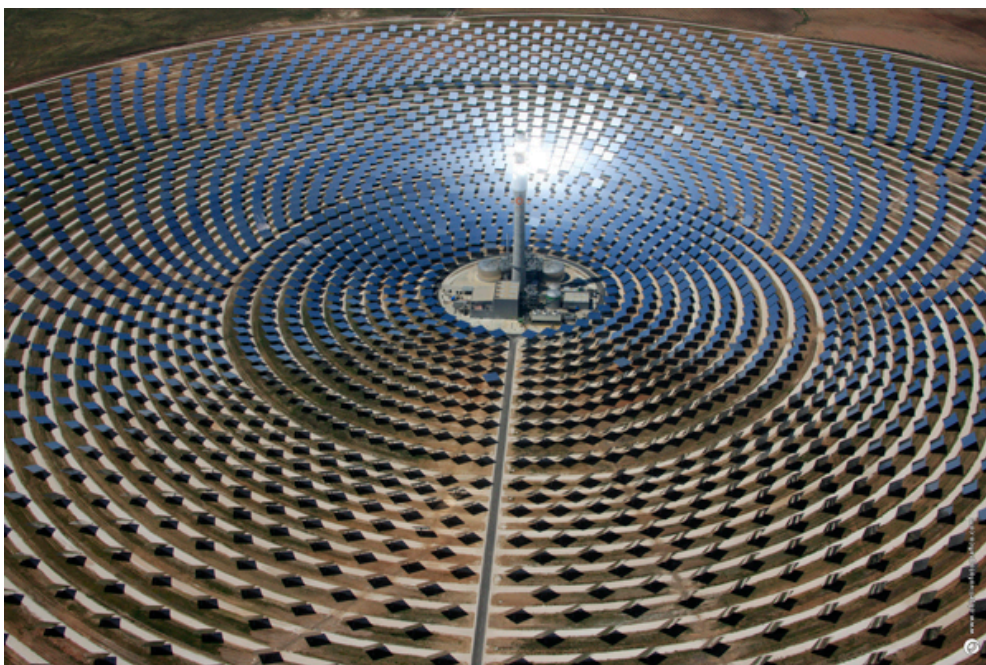


Figura 13. Central termosolar Gemasolar. [14]

3.2 Colectores lineales fresnel

Los colectores lineales fresnel se caracterizan por concentrar la energía en unos receptores fijos, y elevados por encima de los espejos. Estos espejos se disponen de manera que concentran la radiación solar en el tubo receptor, y es posible orientar cada espejo de manera individual. En su conjunto, simulan a un solo espejo curvo que concentra la radiación en el receptor lineal. Al no tratarse de un solo espejo

continuo, como ocurre en cilindro parabólico, las pérdidas ópticas son mayores, afectando al rendimiento del campo solar. Por esta razón, esta tecnología aún está en proceso de desarrollo para poder demostrar su viabilidad comercial, aunque ya se han instalado plantas con fines comerciales. La ventaja de estos colectores es que no requieren de un gran espacio de separación entre ellos, por lo que para la misma potencia instalada, la inversión en el terreno es menor.

La potencia instalada de energía termosolar con concentradores lineales fresnel en España supone un total de 31,4 MW, divididos en dos plantas que se encuentran en la región de Murcia.



Figura 14. Central termosolar Puerto Errado 2. [15]

3.3 Disco parabólico

Se trata de una tecnología con un carácter más individualizado que las anteriores. Consta de un elemento reflectante con forma de disco parabólico que concentra la radiación solar en un receptor, el cual posee un motor Stirling. El principio de funcionamiento se basa en la utilización de un gas, el cual se contrae o se expande para generar energía mecánica, que se transformará en energía eléctrica mediante un alternador. A diferencia de las otras tecnologías termosolares, no se emplea un fluido al que se le transfiere energía térmica y se envía a un ciclo de potencia, si no que el fluido es un gas contenido en cada receptor y que produce energía eléctrica de manera individual en cada uno de los dispositivos, sin necesidad de una instalación de un ciclo anexo, con los costes que esto conlleva.

Los discos parabólicos pueden ser de varios tipos: un solo espejo con forma parabólica que refleje la energía solar o varios espejos dispuestos de manera que en su totalidad, formen la curva parabólica frente al receptor.

Por el momento, los discos parabólicos no están en su momento más puntero en el mercado energético. Según expertos, esto puede deberse a que los motores Stirling tienen un coste elevado y además requieren un mantenimiento, que afecta también a su viabilidad económica. Se está barajando la probabilidad de este motor por otros motores, que a gran escala, resultarían más baratos como los motores de ciclo Brayton.



Figura 15. Colector disco parabólico. [16]

3.4 Colectores cilindro parabólico

Las plantas termosolares con colectores cilindro parabólicos utilizan una configuración de espejos reflectores que concentran la radiación solar en un tubo receptor localizado en el seno de dichos espejos. Por ello, como el resto de tecnologías termosolares se caracterizan por un amplio campo solar. Por el tubo

receptor, circula un fluido denominado fluido caloportador que será el que absorba la energía térmica para transferirla al ciclo de potencia.

Los espejos utilizados en estos colectores se caracterizan por su forma parabólica, que favorece la concentración de la radiación en el receptor y además constan de un sistema de seguimiento del sol, que les permite cambiar su dirección y orientación.

A nivel mundial, es la tecnología termosolar más extendida siendo las plantas SEGS, en California (Estados Unidos), pioneras en la implantación de colectores cilindro parabólico.

En España, la mayoría de las plantas termosolares emplean estos colectores, siendo uno de los países con más potencia instalada en plantas con colectores cilindro parabólico. Además, se ha apostado por esta tecnología a través de la investigación en centros como el CIEMAT o la Plataforma Solar de Almería (PSA).

3.5 Situación actual de la energía termosolar por concentración

La energía termosolar nació de la crisis del petróleo y de la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía. Desde entonces, todo han sido progresos en este sector. Numerosos proyectos de investigación que han sido y siguen siendo realizados por varios países en colaboración, permiten avanzar día a día y proponer mejoras a las tecnologías ya existentes. En la actualidad, hay numerosos proyectos en desarrollo, centrales que están en su fase de construcción y centrales en operación en los diferentes países del mundo, como puede apreciarse en el mapa que se muestra a continuación.

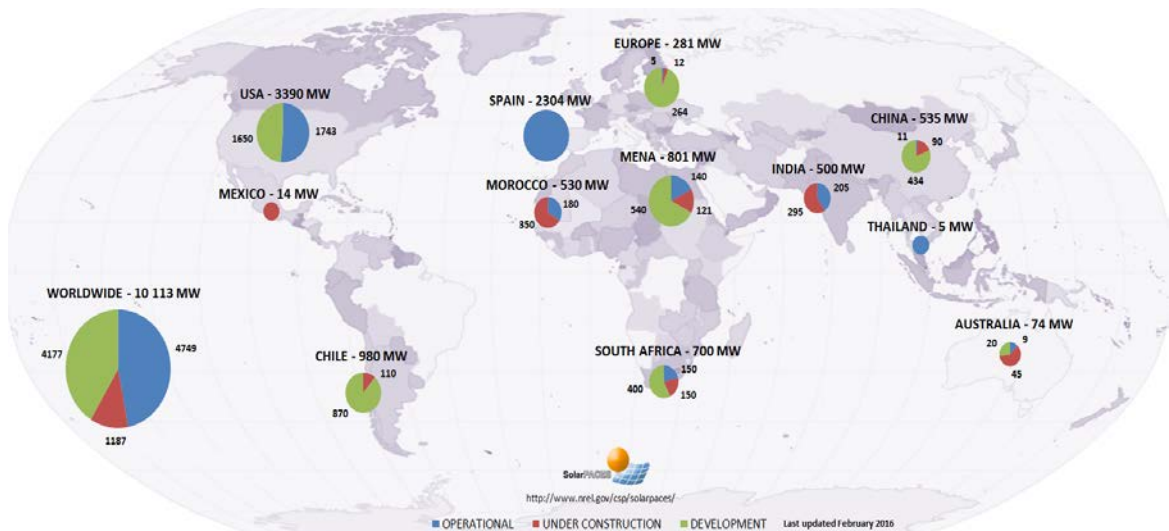


Figura 16. Potencia termosolar instalada en el mundo. [17]

La potencia termosolar en el mundo es de 10.113 MW, teniendo en cuenta la potencia instalada, las plantas en fase de construcción y los proyectos en desarrollo. Para los próximos años, se espera que esta cifra aumente, gracias a que numerosos países están apostando por la energía termosolar, pero aún a gran distancia de las cifras de potencia instalada de energía eólica.

Uno de los mayores proyectos termosolares experimentados hasta el momento se está llevando a cabo en Marruecos. Se trata de un parque compuesto por varias fases que contarán con una potencia instalada de 580 MW, cuando acabe su construcción y estén todas sus fases en operación, repartida en más de 3.000 hectáreas. Será uno de los mayores parques termosolares del mundo.

España cuenta con una potencia instalada de energía termosolar de 2304 MW, y es el país con más potencia instalada a nivel mundial. Hasta el momento, esta situación de liderazgo ha convertido al país en referente mundial en el sector de la termosolar. Debido a la crisis económica y a las distintas políticas adoptadas por los gobiernos y la Unión Europea, no hay perspectivas de nuevas centrales a corto plazo aunque se confía en que los organismos competentes reactiven este sector en Europa.



CAPÍTULO 4. TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO

4. TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO

Dentro de las energías termosolares, este estudio se va a centrar en la tecnología cilindro parabólico. Por ello, se van a analizar detalladamente los principales componentes que caracterizan a este tipo de plantas.

Como el resto de plantas termosolares, el papel del campo solar es muy importante en la generación eléctrica en estas centrales, y dependiendo de la extensión de este, se determinará la capacidad de la planta. Unido al campo solar, se dispone de un bloque de potencia donde la generación de vapor se realiza a través de unos intercambiadores de calor. Si además se dota a la planta de un sistema de almacenamiento, se tiene que añadir un sistema más de intercambiadores de calor que permitirán conservar la energía térmica en el fluido caloportador empleado en este bloque.

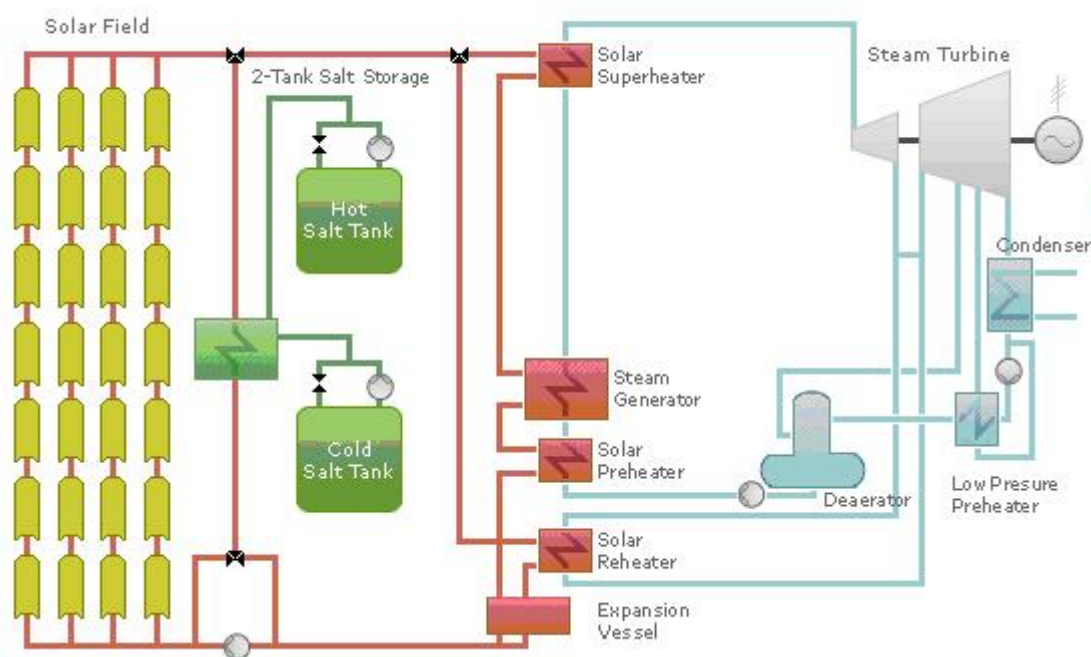


Figura 17. Esquema básico de una central termosolar con tecnología cilindro parabólico. [18]

Dentro del bloque del campo solar, los componentes que tienen un papel más importante son el colector cilindro parabólico y el tubo receptor. La elección de estos dos, será en base a las características requeridas por la planta y su calidad afectará a las pérdidas térmicas y ópticas del campo solar, junto con el sistema de

tuberías. Cuanta más longitud de tuberías tenga la planta, mayores pérdidas térmicas se tendrán.

Para que la localización de la planta sea óptima, en el apartado 6.1 del capítulo 6 se analizan una serie de parámetros que determinan al lugar como óptimo para la situación de la central. Principalmente, se considerarán las condiciones meteorológicas y la exposición a la radiación del sol a las que se expondrá la planta en un futuro, y que afectarán en un futuro a las horas de producción y por tanto al rendimiento de la planta. Además, otros factores como la accesibilidad a recursos hídricos y a la red eléctrica deben ser considerados, pero no serán objeto de este estudio.

Seguidamente se detallarán las características de los colectores, los tubos receptores y el bloque de potencia, comentados previamente.

4.1 Colector

Desde la implantación de las plantas termosolares, los colectores cilindro parabólico han tenido una gran evolución, y gracias a numerosos proyectos de investigación llevados a cabo, han mejorado su funcionalidad con el tiempo, disponiendo actualmente en el mercado de modelos muy eficaces con altos rendimientos con respecto a los primeros diseños.

El objetivo de los colectores es concentrar la radiación solar en el tubo receptor. Para ello, el colector tiene una forma cóncava, como se aprecia en la siguiente figura, y consta de la capacidad de modificar su dirección, ya que dependiendo de la hora del día, la incidencia de los rayos solares tienen diferente ángulo. A esto se le conoce como el sistema de seguimiento del sol. De esta manera, se aumenta la captación de energía térmica en el rango de un día y aprovechándose la radiación solar desde que sale el sol hasta que se pone.



Figura 18. Lazo de colectores cilindro parabólicos [14]

El colector consta de unos espejos reflectores capaces de trabajar a altas temperaturas, gracias a las películas que los recubren, normalmente de plata o aluminio. Estos se encuentran situados sobre una estructura de acero al carbono que los soporta, dando estabilidad a los mismos.

Estos captadores tienen grandes dimensiones, de manera que el campo solar requiere de una gran superficie disponible que sea lo más continua y plana que permita el terreno, pues deben evitarse zonas de montaña o valle, que provocarían además sombras en el campo solar. Estas sombras se traducirían en pérdidas ópticas, ya sea entre colectores o entre los colectores y la propia orografía.

4.2 Tubo receptor

En la parte más cóncava de los espejos reflectores, se sitúa el tubo receptor. Es uno de los elementos más importantes del bloque que comprende el campo solar, porque contiene el fluido caloportador que transfiere energía térmica al ciclo de potencia.

Se trata de un tubo de vidrio, que a su vez contiene en su interior un tubo metálico de menor diámetro. En el intersticio libre entre ambos tubos, hay vacío para evitar

cualquier tipo de pérdidas térmicas. El fluido caloportador circula por el tubo metálico, alcanzando temperaturas de hasta 400 °C en el caso de los aceites térmicos y 550 °C cuando se emplean sales fundidas. Debido a las altas temperaturas de trabajo, las pérdidas térmicas aumentan, disminuyendo la eficiencia de los tubos receptores. Como solución a este problema, los fabricantes han incorporado una cápsula de gas noble que, cuando la temperatura de trabajo en el tubo metálico es demasiado alta, liberan un gas noble que estabiliza la temperatura hasta un punto donde se recupera la eficiencia térmica de los tubos, reduciendo las pérdidas y sin interrumpir el funcionamiento del bloque.

4.3 Bloque de potencia. Sistema de generación eléctrica

El bloque de potencia comprende desde la transferencia de energía térmica proveniente del campo solar hasta el aporte de electricidad a la red. Se basa en un ciclo Rankine, que consta de los siguientes componentes: precalentador, generador de vapor, sobrecalentador, turbina de vapor, condensador, desaireador y bombas que impulsarán el fluido a lo largo del ciclo.

En este bloque, el fluido caloportador que llega del campo solar o de los tanques de almacenamiento a alta temperatura transfiere energía térmica al agua que circula por el ciclo de potencia, pasando el agua a estado gaseoso. Esta fase se produce en el generador de vapor, y se envía a la turbina. En la turbina, el vapor sobrecalentado se expande produciendo trabajo, y posteriormente, será esta energía mecánica generada la que se transformará en energía eléctrica.

Una vez que el vapor sale de la turbina, una parte se dirige al condensador, recuperando su estado líquido, para que pase nuevamente por el generador de vapor y se produzca otra vez el intercambio de calor con el fluido caloportador. La fracción restante de vapor a la salida de la turbina, es sobrecalentado en el recalentador hasta la temperatura de entrada a la turbina, donde volverá a expandirse.

En el caso de las centrales con almacenamiento, si la demanda no necesita de la energía generada en ese momento, en lugar de transferir la energía térmica al ciclo

de generación, se transfiere al sistema de almacenamiento. Al igual que ocurre con el agua, la energía térmica pasa al fluido térmico del almacenamiento mediante intercambiadores de calor. Cuando la demanda de consumo no pueda ser satisfecha, ya sea por las condiciones meteorológicas o la insuficiente radiación solar en determinados momentos, se utiliza la energía térmica almacenada en los tanques para calentar el fluido caloportador, que se conduce nuevamente al ciclo de potencia.

Las centrales termosolares constan de transformadores, que elevan la tensión de la electricidad generada hasta la tensión de red, a través de la cual se distribuye y se pone a requerimiento de la demanda. Asimismo, estas centrales aprovechan una fracción de la energía generada para el autoabastecimiento de la central, que es mucho más pequeño comparado con las cantidades que produce la misma.



CAPÍTULO 5. SYSTEM ADVISOR MODEL

5. SYSTEM ADVISOR MODEL

El programa System Advisor Model es una herramienta de simulación creado por el National Renewable Energy Laboratory de los Estados Unidos [19]. En este capítulo se van a exponer todos los módulos de los que consta el programa utilizado para hacer la simulación de la central termosolar cilindro parabólico, así como los resultados que se obtendrán una vez determinados los parámetros de entrada y realizada la simulación. Este programa no queda restringido a la simulación de centrales termosolares, sino que admite otros tipos de generación de energía renovable (biomasa, eólica, fotovoltaica) o incluso la simulación de sistemas de calentamiento de agua para consumo doméstico.

Para la tecnología cilindro parabólica, se pone a disposición del usuario dos posibles opciones:

- *Physical model*: Este modelo se caracteriza por el uso de principios termodinámicos y de transferencia de calor para simular el funcionamiento de la central. Es más flexible que el modelo empírico pero también añade más incertidumbre a los resultados.
- *Empirical model*: Este modelo utiliza una serie de ecuaciones basadas en el análisis empírico de los datos que se han recogido en las plantas SEGS, en California, mencionadas en el capítulo 3.4 y que representan el funcionamiento de los componentes de las plantas con colectores cilindro parabólicos.

Dentro de cada tipo de central, el programa permite configurar la planta en base a su modelo económico a seguir. En el caso de cilindro parabólico se ofrecen las siguientes configuraciones posibles:

- *Commercial (distributed)*: la energía se genera con fines comerciales, y se venderá al mercado eléctrico para ser distribuida según demanda.
- *PPA (Power Purchase Agreement)*: el precio de compra de la energía por parte del mercado eléctrico ha sido acordado previamente a su venta.

- *single owner*: Esta configuración ha de ser escogida cuando la central tiene un único propietario.

- *partnership flip with debt*: En este caso, los beneficios de la central van a las diferentes partes de la sociedad compuesta por el constructor (developer) y los inversores dependiendo del estado del proyecto, constando además de una deuda de capital inicial.

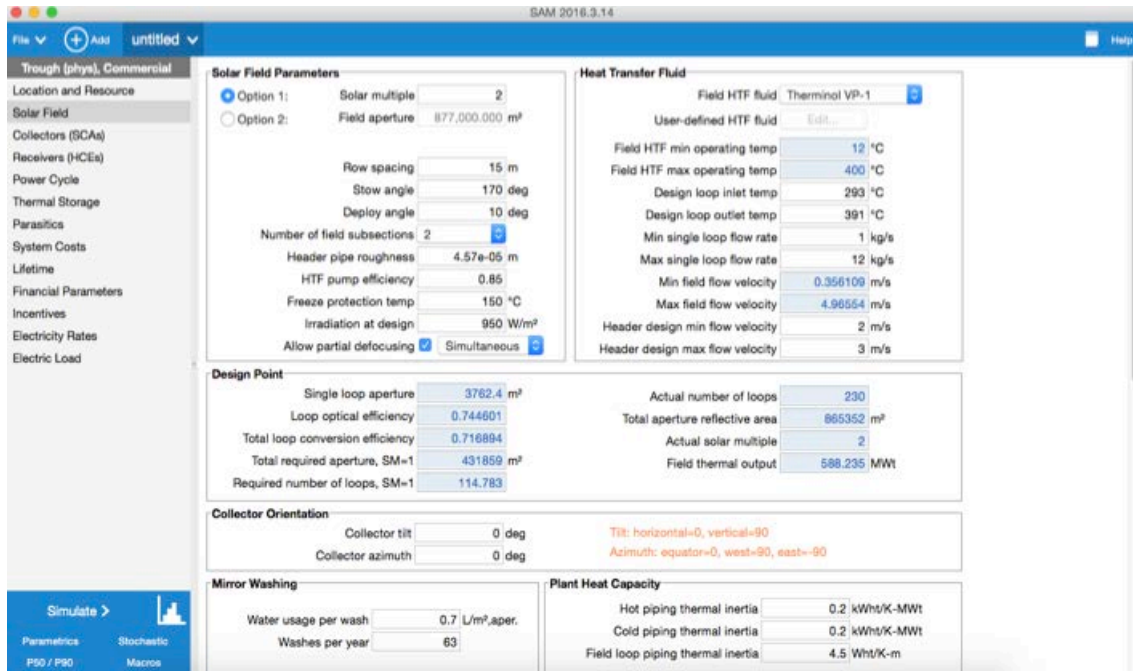
- *partnership flip without debt*: Difiere del anterior en que no se ha adquirido una deuda de capital inicial y que los beneficios de la central se reparten equitativamente entre todas las partes de la sociedad.

- *LCOE (Levelized Cost Of Energy) calculator*: coconfiguración especial para calcular el precio de la energía por kWh .
- *No financial model*: este modelo carece del módulo de análisis de costes. Se selecciona cuando se quiere simular el funcionamiento de la planta, sin considerar los parámetros de costes asociados.

Para llevar a cabo la simulación, es necesario introducir los datos meteorológicos correspondientes a la localización de la central termosolar en un formato apto para el programa. A pesar de que la base de datos del programa consta de datos meteorológicos a nivel mundial, no dispone de los datos de todas las ciudades del mundo. Principalmente dispone una base de datos meteorológicos muy amplia de Estados Unidos, y de las principales ciudades a nivel mundial. En el caso de la ubicación elegida para la construcción de esta central, será necesario proporcionar los datos al programa, ya que no cuenta con ellos en su base de datos.

5.1 Módulo del campo solar

Se pone a disposición del usuario dos maneras distintas de diseño del campo solar. La primera opción consiste en determinar el valor del múltiplo solar óptimo, que determinará la dimensión del campo solar. En la segunda opción, basta con introducir el valor del campo de apertura, esto es, la superficie total reflejante en metros cuadrados que estará dispuesta de manera que absorba la radiación solar.



The screenshot shows the SAM 2016.3.14 software interface. The left sidebar contains a list of categories: Location and Resource, Solar Field, Collectors (HCEs), Receivers (HCEs), Power Cycle, Thermal Storage, Parasitics, System Costs, Lifetime, Financial Parameters, Incentives, Electricity Rates, and Electric Load. The main window is divided into several sections:

- Solar Field Parameters:**
 - Option 1: Solar multiple: 2
 - Option 2: Field aperture: 877,000.000 m²
 - Row spacing: 15 m
 - Stow angle: 170 deg
 - Deploy angle: 10 deg
 - Number of field subsections: 2
 - Header pipe roughness: 4.57e-05 m
 - HTF pump efficiency: 0.85
 - Freeze protection temp: 150 °C
 - Irradiation at design: 950 W/m²
 - Allow partial defocusing: ☒ Simultaneous
- Heat Transfer Fluid:**
 - Field HTF fluid: Therminol VP-1
 - User-defined HTF fluid: Edit...
 - Field HTF min operating temp: 12 °C
 - Field HTF max operating temp: 400 °C
 - Design loop inlet temp: 293 °C
 - Design loop outlet temp: 391 °C
 - Min single loop flow rate: 1 kg/s
 - Max single loop flow rate: 12 kg/s
 - Min field flow velocity: 0.356109 m/s
 - Max field flow velocity: 4.96554 m/s
 - Header design min flow velocity: 2 m/s
 - Header design max flow velocity: 3 m/s
- Design Point:**
 - Single loop aperture: 3762.4 m²
 - Loop optical efficiency: 0.744601
 - Total loop conversion efficiency: 0.716894
 - Total required aperture, SM=1: 431859 m²
 - Required number of loops, SM=1: 114.783
 - Actual number of loops: 230
 - Total aperture reflective area: 865352 m²
 - Actual solar multiple: 2
 - Field thermal output: 588.235 MWt
- Collector Orientation:**
 - Collector tilt: 0 deg
 - Collector azimuth: 0 deg
 - Tilt: horizontal=0, vertical=90
 - Azimuth: equator=0, west=90, east=-90
- Mirror Washing:**
 - Water usage per wash: 0.7 L/m².aper.
 - Washes per year: 63
- Plant Heat Capacity:**
 - Hot piping thermal inertia: 0.2 kWh/K-MWt
 - Cold piping thermal inertia: 0.2 kWh/K-MWt
 - Field loop piping thermal inertia: 4.5 Wh/K-m

At the bottom left, there is a 'Simulate >' button and a sidebar with 'Parameters', 'Stochastic', 'P90 / P90', and 'Macros'.

Figura 19. Captura pantalla de entrada SAM. [19]

En este caso, se ha elegido la primera opción y para determinar el valor óptimo del múltiplo solar, se realizan una serie de iteraciones en una herramienta paralela de la que dispone el programa. En esta herramienta se pueden seleccionar una serie de entrada, y el programa determinará unos parámetros de salida los cuales determinarán cuál será el valor del múltiplo solar óptimo. Para tomar esta decisión, se ha optado por escoger como valor óptimo del múltiplo solar aquel cuyo valor de LCOE sea menor. Este concepto será explicado más adelante en el apartado 6.4.1.

También se ofrece la posibilidad de configurar la disposición del campo solar en subsecciones, desde 2 hasta 12 divisiones. Para esta elección, se debe tener en cuenta que al aumentar el número de subsecciones, aumenta la longitud de las tuberías que conectan el campo solar con el bloque de potencia, lo que favorece las pérdidas térmicas. Para cada lazo, podrá determinarse el número de colectores de los que constará cada uno, determinando la dirección del flujo y asumiendo que todos los lazos van a ser iguales.

Además, para la selección del fluido caloportador del campo solar (HTF), el programa System Advisor Model ofrece una serie de fluidos que son sales fundidas o aceites térmicos. A continuación se muestra una lista de dichos fluidos.

Name	Type	Min Optimal Operating Temp °C	Max Optimal Operating Temp* °C	Freeze Point °C	Comments
Hitec Solar Salt	Nitrate Salt	238	593	238	
Hitec	Nitrate Salt	142	538	142	
Hitec XL	Nitrate Salt	120	500	120	
Caloria HT 43	Mineral Hydrocarbon	-12	315	-12 (pour point)	used in first Luz trough plant, SEGS I
Therminol VP-1	Mixture of Biphenyl and Diphenyl Oxide	12	400	12 (crystallization point)	Standard for current generation oil HTF systems
Therminol 59	Synthetic HTF	-45	315	-68 (pour point)	
Therminol 66	?	0	345	-25 (pour point)	
Dowtherm Q	Synthetic Oil	-35	330	n/a	
Dowtherm RP	Synthetic Oil	n/a	330	n/a	

Figura 20. Listado de fluidos caloportadores SAM. [20]

El fluido de trabajo empleado en la mayoría de las centrales termosolares es el aceite térmico. De entre toda la gama de aceites térmicos disponibles, los más empleados a nivel mundial en las centrales de colectores cilindro parabólicos son:

- Therminol VP-1
- Dowtherm (Q, RP)
- Syltherm 800

La elección del fluido caloportador depende de las condiciones de trabajo que tenga la planta, principalmente por la temperatura de entrada al bloque de potencia, así como por los puntos de fusión y ebullición. De las tres posibilidades presentadas anteriormente, todas ellas cumplen la condición de conservar sus propiedades a la temperatura de trabajo máxima, que será 400°C.

El Therminol VP-1 es uno de los más comunes, y dada su probada eficiencia, será el elegido como fluido caloportador. Este último, por sus propiedades de densidad, viscosidad y comportamiento a altas temperaturas, es el que mayor eficiencia ha demostrado. Además, su coste, comparado con el de otros aceites térmicos, es relativamente bajo.

Aunque el punto de congelación del Therminol VP-1 es 12 °C y sería necesario emplear un sistema de calentamiento auxiliar para mantener el fluido por encima de esta temperatura, la energía requerida para este proceso sería mínima, por lo que su uso sigue siendo rentable.

También puede utilizarse vapor de agua como fluido de transferencia, pero esto supondría un aumento del gasto energético para mantener el agua a la temperatura de trabajo ya que su punto de congelación es demasiado alto (0°C) y el de vaporización demasiado bajo (100°C).

Por otro lado, uno de los grandes avances en este área ha sido la posibilidad de emplear sales como fluido de trabajo en el campo solar. La primera planta termosolar diseñada con estas características se encuentra en la provincia de Sicilia, al sur de Italia y consta de una potencia de 5 MW. Según diversas investigaciones, la utilización de sales como fluido caloportador en el campo solar sólo tiene sentido cuando se dispone de un bloque de almacenamiento simplificando el ciclo de fluido en el bloque de almacenamiento, ya que si no se almacenasen las sales no habría notables diferencias con respecto a usar aceites sintéticos. La ventaja de las sales fundidas es que permite trabajar a temperaturas superiores, obteniéndose un mejor rendimiento de la planta, así como su coste. Por otro lado, uno de los inconvenientes es que la temperatura de congelación es muy superior a la de los aceites sintéticos, lo que supone un gran gasto de energía para mantenerlas por encima de ese punto, además de la corrosión.

Una vez que esta serie de características han sido determinadas, se generarán los datos correspondientes a la dimensión del campo solar, tanto en su totalidad como del área de apertura, además del número de lazos necesarios. Estos dependerán directamente del múltiplo solar elegido, ya que a un mayor múltiplo solar, mayor será el sobredimensionamiento de la planta, su producción eléctrica, y por tanto los costes de inversión y de mantenimiento.

5.2 Módulo del colector

Se pone a disposición del usuario una librería con diversos tipos de colectores, y a pesar de que algunos ya no están en el mercado, pueden utilizarse para hacer simulaciones de plantas ya existentes. Dependiendo de las características de la planta, se establecerá cuál es el más apropiado. En el caso de que los modelos de colectores disponibles no se ajusten a los requerimientos de diseño de la planta, pueden editarse datos como sus dimensiones y los parámetros ópticos.

COLECTORES
EuroTrough ET150
Luz LS-2
Luz LS-3
Solargenix SGX-1
AlbiasaTrough AT150
Siemens Sunfield 6
SkyFuel SkyTrough (80 mm)
FLABEG Ultimate Trugh RP6 (89 mm)
FLABEG Ultimate Trough RP6 (70 mm)

Tabla 1. Listado de colectores cilindro parabólicos SAM

Se van a utilizar colectores Eurotrough ET150, los cuales fueron diseñados como prototipo en la Plataforma Solar de Almería en colaboración con el CIEMAT y la Agencia Alemana del Espacio (ELR). Los colectores Eurotrough ET150 [25] han sido empleados en diversas centrales termosolares en España, y en la actualidad, Sener ha desarrollado un nuevo modelo de captador SENERtrough que mejora la eficiencia del anterior, pero no disponemos de ficha técnica para poder incluirlo en el programa, con lo cual, dada la evidente funcionalidad de Eurotrough ET 150, será este el empleado en la central.

Las características técnicas de este colector son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO EUROTROUGH ET 150	
Estructura	Estructura de acero pregalvanizado (torque box), tres tipos; peso ligero, torsión baja.
Longitud del colector	150 m
Longitud de un módulo	12 m
Número de módulos por colector	12
Distancia focal media	1,71
Radio de absorción	3,5 cm
Apertura	5,77 m
Reflectividad del espejo	94%
Mecanismo de accionamiento	Hidráulico
Velocidad máxima del viento	Operativa: 14 m/s Reposo: 40 m/s
Parábola	$y = \frac{x^2}{4f}$ con $f = 1,71m$
Peso	28 kg
Coste	<200 €/m ²

Tabla 2. Características del colector cilindro parabólico Eurotrough ET 150

En la figura 21, se muestra un diseño a ordenador del colector Eurotrough ET 150 donde se puede apreciar la configuración de su estructura, la cual va a permitir al colector moverse y además hará las funciones de soporte, dotándolo de una gran estabilidad.

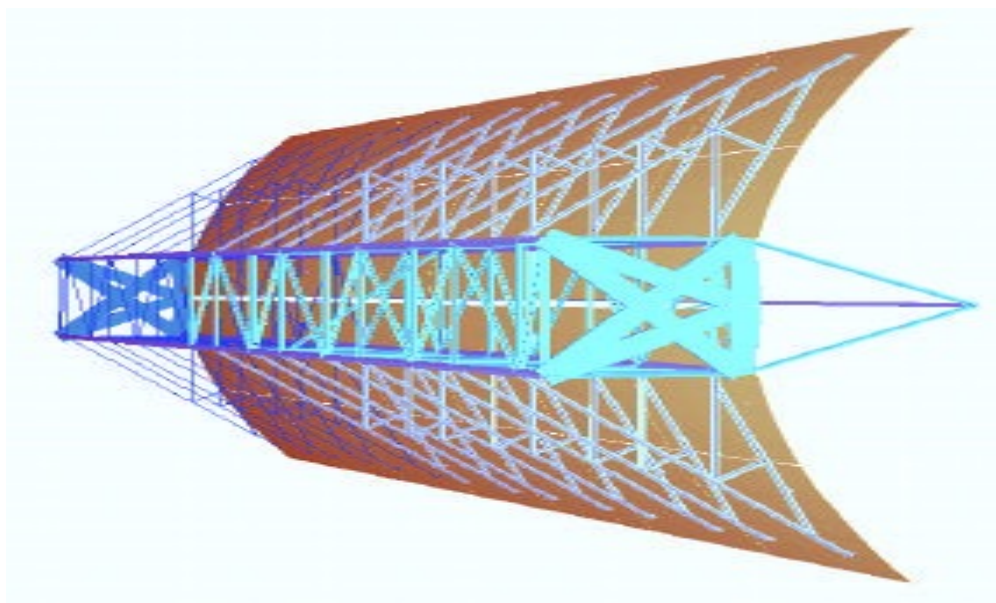


Figura 21. Diseño a ordenador del colector Eurotrough ET 150. [25]

En la siguiente imagen (figura 22) del colector Eurotrough ET 150, se muestra como queda el diseño en modo operativo en un lazo de 4 colectores:



Figura 22. Colector Eurotrough ET 150 probado en la PSA, CIEMAT. [26]

5.3 Módulo del tubo receptor

Es un módulo muy similar al módulo del colector. Al igual que este último, también dispone de una librería, dándose alternativamente la posibilidad de modificar parámetros referentes a la geometría, las características térmicas o el tipo de gas dispuesto en el espacio entre el tubo de vidrio y el tubo metálico, dentro del mismo

tubo receptor. La siguiente lista muestra los tubos que constan en la librería del programa:

TUBOS RECEPTORES
Schott PTR70
Schott PTR70 2008
Solel UVAC 3
Siemens UVAC 2010
Schott PTR80
Royal Tech CSP RTUVR 70M4
TRX-Solar TRX70-125

Tabla 3. Listado de tubos receptores de SAM

El tubo receptor es un elemento fundamental dentro del campo solar, ya que gracias a él la energía térmica proveniente de la radiación solar pasa ser la energía térmica que absorbe el fluido caloportador. Debido a que la simulación de este programa está orientada a ser lo más real posible, el programa ofrece la posibilidad de determinar un porcentaje de tubos que estuviesen fuera de funcionamiento, por ejemplo por tener el cristal roto. De esta manera, el análisis de la central va a ser más fiel a la realidad.

El tubo receptor elegido es el SCHOTT PTR70, dada la experiencia de la empresa fabricante en el sector solar, lo que garantiza que el producto va a contar con la última tecnología existente dentro de este campo. [28]



Figura 23. Tubo receptor SCHOTT PTR70. [28]

Como se observa en la imagen, el tubo receptor consta de dos tubos concéntricos: el tubo interior, compuesto de acero, y el exterior, de vidrio. El tubo exterior tiene

las funciones de proteger al tubo interior y de evitar pérdidas por convección. Ambos tubos están separados por una cámara de vacío.

La tabla 4 muestra las principales características de este tubo receptor.

Tubo receptor SCHOTT PTR70	
Longitud del tubo	4060mm
Diámetro exterior	70mm
Área útil	$\geq 96,7\%$ a 350°C
Tipo de acero	DIN 1.4541
Absortividad	$\geq 95.5\%$
Emisividad	$\leq 9.5\%$
Tubo de vidrio	Vidrio de borosilicato Diámetro exterior: 125 mm Revestimiento autorefectante Transmisividad: $\geq 97\%$
Cámara de vacío	Presión del gas residual $\leq 10^{-3}$ mbar
Presión de operación	≤ 41 bar

Tabla 4. Características del tubo receptor SCHOTT PTR 70

A continuación se adjunta una gráfica que muestra la variación de las pérdidas en el tubo receptor conforme aumenta la temperatura de trabajo:

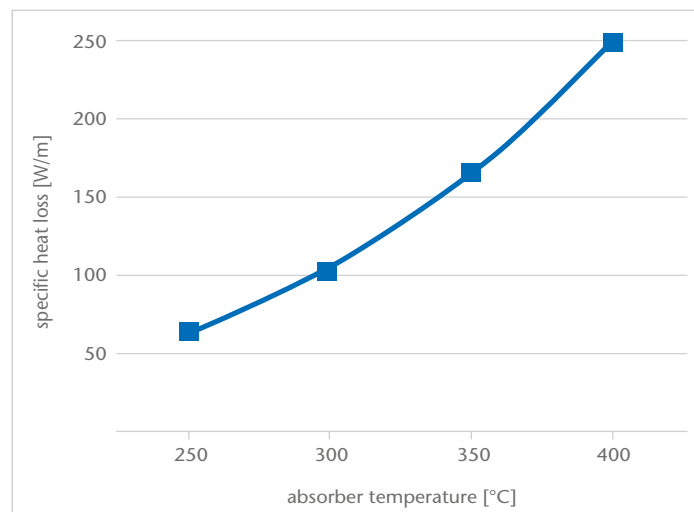


Figura 24. Pérdidas en el tubo receptor con respecto a la temperatura. [28]

En esta gráfica, se aprecia que cuanto mayor es la temperatura de trabajo, mayores

son las pérdidas producidas. El tubo SCHOTT PTR70 Premium está equipado con unas cápsulas de gas noble que le permiten mantener sus propiedades térmicas durante su periodo de operación, en caso de alcanzar temperaturas demasiado altas. Con esta nueva tecnología, las pérdidas térmicas quedan reducidas y se disminuye la temperatura del vidrio. Pero al no disponer el programa de este nuevo modelo en su librería, se utilizará el modelo sin cápsula de gas noble.

La empresa Schott dispone de diferentes modelos de tubo PTR70, que se diferencian del elegido en que están adaptados para la utilización de sales fundidas como fluido de trabajo.

5.4 Módulo del ciclo de potencia

Es uno de los módulos más amplios. Para la determinación del bloque de potencia de la planta se dispone de dos métodos de configuración distintos: ciclo de potencia definido por el usuario o ciclo Rankine. En el primero, el usuario ha de determinar todos los parámetros del bloque de potencia, así como las características de trabajo del fluido caloportador en función de su temperatura, su flujo másico o la temperatura ambiente. En el segundo método, existen una serie de características del bloque de potencia que se dan por asumidas como parámetros de entrada, basando la simulación en un ciclo Rankine.

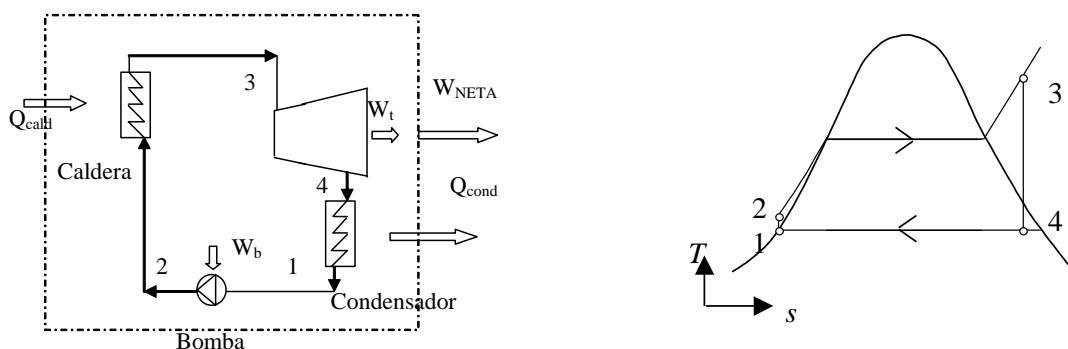


Figura 25. Esquema ciclo Rankine básico. [21]

Los demás parámetros son datos que habrá que proporcionar al programa. Además, también se podrá seleccionar el tipo de refrigeración que se desee en el condensador, si evaporativa, con aire frío o híbrida.

En el diseño del ciclo de potencia de centrales termosolares, el elemento más destacable es la turbina, ya que será la encargada de transformar la energía térmica en energía mecánica, y finalmente en energía eléctrica.

Actualmente en el mercado hay un gran fabricante de turbinas, Siemens, que suministra a las plantas de tecnología cilindro parabólico y está presente en el mercado a nivel mundial. Su turbina Siemens SST-700 es uno de los modelos más empleados en las centrales eléctricas de este tipo, y dado su probado rendimiento en otras plantas y su adecuación a las condiciones de diseño especificadas, este será el modelo elegido para formar parte del bloque de potencia de la central termosolar. [29]

En la tabla 5, se muestran las especificaciones técnicas de la turbina Siemens SST-700 de forma resumida. Para una consulta más detallada, consultar la tabla de especificaciones de dicha turbina, incluida en el anexo I.

TURBINA SIEMENS SST-700	
Potencia de salida	hasta 175 MW
Régimen de giro	3.000 rpm -13.200 rpm
Presión de entrada	hasta 165 bar
Temperatura de entrada	hasta 585°C
Presión límite de extracción	hasta 120 bar
Presión extracción controlada	hasta 40 bar
Temperatura extracción controlada	hasta 415°C
Contrapresión del vapor de salida	hasta 40 bar
Condensación del vapor de salida	hasta 0,6 bar
Presión del vapor de escape (recalentado)	hasta 3 bar

Tabla 5. Características de la turbina Siemens SST-700

5.5 Módulo del almacenamiento térmico

En este módulo se puede configurar tanto el bloque de almacenamiento térmico, como la utilización del recurso de combustible fósil auxiliar. Como fluido de almacenamiento, se dispone de los mismos fluidos que se presentaron en el módulo del campo solar en el apartado 5.1.

La dimensión del sistema de almacenamiento va a depender de varios factores como las horas de almacenamiento, el tamaño de los tanques o la configuración en sistema de dos tanques o más. El número de tanques utilizados se especifica por pares, por lo que el programa no considera la opción de almacenamiento en un sólo tanque, sino que se requiere al menos un tanque frío y uno caliente.

El sistema de almacenamiento va a permitir a la central almacenar la energía que ha sido absorbida por los receptores pero no demandada, en forma de energía térmica. De esta manera, cuando la demanda así lo requiera, se proporcionará a la red eléctrica la energía eléctrica producida con la energía térmica que fue almacenada previamente. Cuando las condiciones meteorológicas y la radiación solar son óptimas, la energía térmica no utilizada se envía a los tanques de almacenamiento para su posterior uso. Por ejemplo, si en el mes de julio, la franja de mayor radiación se produce entre las 12 a.m y las 3 p.m. pero la demanda eléctrica no es suficiente como para consumir el total de energía producida, el sistema de almacenamiento permitirá el uso de esta energía en la franja horaria de las 8 p.m. a las 11 p.m. cuando la demanda suele ser mayor.

Para poder dotar a la planta termosolar de un sistema de almacenamiento térmico, será necesario sobredimensionar el campo de captadores solares para que cuando esté en funcionamiento, se derive parte del calor a los depósitos térmicos.

El sistema de almacenamiento térmico se hará mediante sales en dos tanques (frío y caliente). La capacidad de cada uno de estos tanques ha de ser igual al volumen total del fluido de trabajo empleado.

Este sistema es de los más usados. Sus ventajas son las siguientes:

- Respecto al almacenamiento en un sólo tanque: permite concentrar en un tanque las sales que han sido calentadas con el aceite térmico proveniente del campo solar, y las sales que aun no se han calentado en otro tanque, llamado tanque frío. De esta manera, el aceite térmico calienta las sales poco a poco en lugar de calentar todo un tanque lleno de sales, como ocurre en el almacenamiento en un solo tanque, evitándose pérdidas.

- Respecto al almacenamiento en un sistema multitanque: Resulta más barato. Aunque en el sistema multitanque hay un mejor aprovechamiento del volumen de los tanques, ya que no se requiere de dos tanques de una gran capacidad, su alto coste hace de este sistema el menos rentable económicamente.

Como fluido de trabajo del bloque de almacenamiento se van a utilizar sales fundidas, las cuales tienen la capacidad de mantener la energía térmica durante un periodo de tiempo mayor que otros fluidos, y son capaces de mantener sus propiedades aun estando sometidas a altas temperaturas. Se ha elegido Solar Salt como sal para el almacenamiento térmico. El principal criterio para su elección frente a otro tipo de sales ha sido su bajo coste, a pesar de que existen otras sales con mejores temperaturas de trabajo. La desventaja del uso de Solar Salt es que solidifican a una temperatura demasiado alta, con lo que será necesario el uso de un sistema auxiliar de combustible fósil para mantener las sales en estado líquido y así conservar sus propiedades, evitando la corrosión.

Nombre	Composición	T mín. de trabajo	T máx. de trabajo
Hitec Solar Salt	Sales de nitrato	238 °C	593°C

Tabla 6. Características Hitec Solar Salt

Los datos de la tabla 6 se han obtenido del programa, pero en el anexo II puede consultarse información adicional sobre Hitec Solar Salt.

Para la determinación del uso de la caldera auxiliar de combustible fósil, se puede determinar según franjas horarias y para cada mes del año. El programa hace una distinción entre los días de diario y los días de fin de semana, ya que en estos últimos la demanda suele ser menor. Hay un total de nueve periodos posibles para el uso de combustible fósil, y en cada uno de ellos se determina la fracción equivalente de combustible fósil que entrará respecto de la energía térmica que entra al bloque de potencia.

5.6 Módulo de costes

En este módulo se determinan los costes directos e indirectos de la central y los costes de operación y mantenimiento.

Dentro de los costes directos, se consideran los costes de las mejoras necesarias del terreno por metro cuadrado, el coste del campo solar por metro cuadrado así como el precio por metro cuadrado del sistema del fluido caloportador en el campo solar. Para el caso del almacenamiento, el combustible fósil auxiliar y el bloque de potencia, los costes se expresan por kW.

Respecto a los costes indirectos, se consideran tanto los impuestos sobre las ventas como el precio del terreno total de cada acre. Esto va a depender directamente del tamaño de la planta y de la potencia instalada.

Por último, pueden configurarse los costes de operación y mantenimiento, ya sean costes fijos anuales o costes asociados a la capacidad de la planta.

5.7 Módulo de parámetros financieros

Este módulo comprende principalmente parámetros como el periodo de amortización del capital inicial. Se puede determinar un periodo máximo de pago de la deuda de capital de inversión y el tipo de interés.

Para el estudio de los flujos de caja de la central, se puede determinar un periodo de estudio, el cual será cubierto por el análisis que realiza el programa, proporcionando al usuario una estimación de lo que ocurrirá en ese periodo de tiempo.

También se incluyen aquí el resto de impuestos, como los impuestos de propiedad, tasas sobre los ingresos o los seguros.

5.8 Resultados

Tras realizar la simulación, se obtienen resultados de cada uno de los campos determinados anteriormente, tanto a nivel global de la central como a nivel anual, mensual, e incluso horario en algunos casos. Los parámetros globales que se obtienen se muestran en la página principal de resultados, pero se puede acceder a un análisis más detallado mediante datos o mediante gráficos.

En lo sucesivo, se irán explicando detalladamente aquellos conceptos que aparezcan en los resultados y que serán objeto de análisis.



CAPÍTULO 6. DISEÑO DE LA PLANTA

6. DISEÑO DE LA PLANTA

En este capítulo se van a analizar todos los parámetros que van a determinar el diseño de la planta termosolar cilindro parabólico con almacenamiento de sales.

Las opciones que se toman en el programa para comenzar con la simulación son las que aparecen en la tabla 7, las cuales ya han sido elegidas en el capítulo 5.

Características iniciales de la central seleccionadas en SAM	
Tipo de energía	Renovable, energía solar por concentración (termosolar)
Tecnología	Coletores cilindro parabólicos
Modelo	Physical trough model, Commercial
Fluido de trabajo del campo solar (HTF)	Therminol VP-1
Colector	Eurotrough ET 150
Tubo receptor	Schott PTR70
Modelo del ciclo de potencia	Ciclo Rankine
Turbina	Siemens SST-700
Sistema de almacenamiento	2 tanques
Fluido térmico del almacenamiento	Hitec Solar Salt

Tabla 7. Características iniciales de la central seleccionadas en SAM

6.1 Emplazamiento

El lugar elegido para el emplazamiento de la planta termosolar es Toledo. Los datos geográficos correspondientes a la localización de esta ciudad son:

- Latitud 39.880000

- Longitud -4.050000

Se toman las coordenadas correspondientes a la localización de la ciudad de Toledo, que servirán de referencia, pero el emplazamiento de la central termosolar podría encontrarse en cualquier punto geográfico de la provincia de Toledo. Se han tomado los datos de la ciudad [22], ya que resulta muy complicado encontrar los datos de radiación para un punto geográfico cualquiera en el formato apto para el programa utilizado, pero es solo a modo orientativo.

6.1.1 Análisis de la radiación normal directa

A continuación, se va a analizar la viabilidad de la localización de la planta en el punto geográfico determinado en el apartado 6.1. Para que el proyecto sea viable, la radiación normal directa en un año tiene que ser superior a 2000 kWh/m².

Con el programa PVGIS [23] analizamos la radiación normal directa (DNI) a lo largo de un año:

MES	DNI (Wh/m ² /día)
Enero	3300
Febrero	4520
Marzo	5220
Abril	5660
Mayo	6500
Junio	7930
Julio	9160
Agosto	8020
Septiembre	6530
Octubre	4960
Noviembre	3820
Diciembre	3190
TOTAL AÑO	5740

Tabla 8. Radiación Normal Directa mensual PVGIS

Como la media anual viene expresada en kWh/m²/día, habrá que multiplicar por 365 para conocer la totalidad del año completo:

$$5740 \frac{Wh}{m^2 \times día} \times 365 días = 2095,1 \frac{kWh}{m^2} \quad (6.1)$$

Como puede observarse la radiación normal obtenida en un año es superior a 2000 kWh/m², con lo cual el emplazamiento seleccionado inicialmente es óptimo para la construcción de la central.

Para verificar esta afirmación, también utilizaremos un recurso disponible en la página web de la NASA [24] que nos permite conocer la radiación normal directa de cada mes a lo largo de todo un año. De nuevo, como la media anual viene expresada en kWh/m²/día, habrá que multiplicar por 365 para conocer la totalidad del año completo:

Media mensual de radiación normal directa (kWh/m ² /día)												
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media anual
4,20	5,10	6,10	6,03	6,64	8,55	9,14	8,40	6,73	4,62	3,94	3,50	6,08

Tabla 9. Radiación Normal Directa mensual NASA

$$6,08 \frac{kWh}{m^2 \times día} \times 365 días = 2219,2 \frac{kWh}{m^2} \quad (6.2)$$

$$2219,2 \frac{kWh}{m^2} > 2000 \frac{kWh}{m^2}$$

Se observa que vuelve a cumplirse la condición para que el emplazamiento sea óptimo. Los datos de la radiación normal directa anual difieren en algunos kW/h en cada una de las fuentes consultadas, lo cual puede deberse a que la base de datos con la que cuentan en cada una de ellas varía. En el caso del programa PVGIS, la base de datos es una media mensual del periodo 1995-2003. En el caso de la NASA, la base de datos cuenta con una media mensual de los últimos 22 años.

A continuación, en la figura 22 se muestra una gráfica que define la evolución de la DNI anualmente:

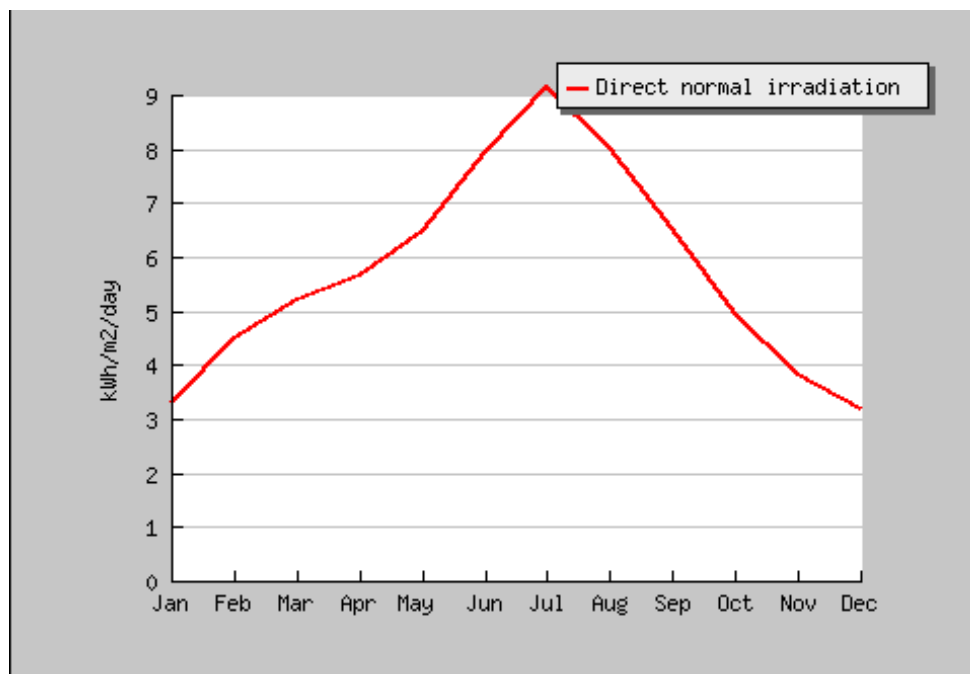


Figura 26. Radiación Normal Directa anual. [23]

Como puede observarse, la máxima radiación se obtiene en el mes de julio.

En la gráfica de la figura 23, se va a mostrar la altura alcanzada por el sol en los días correspondientes a los solsticios de verano y de invierno:

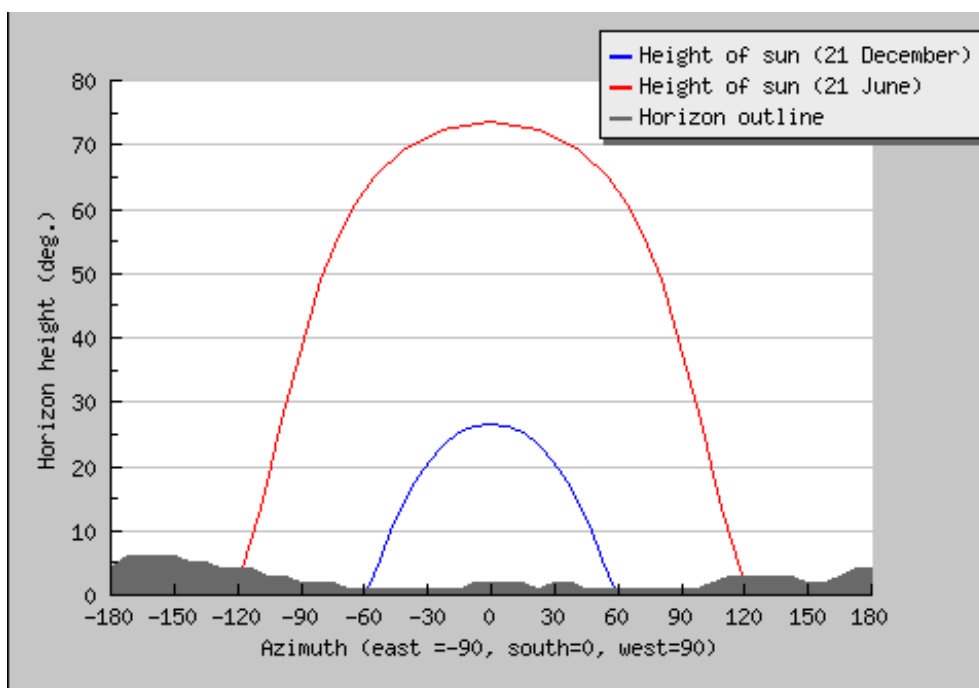


Figura 27. Altura del sol 21 de diciembre y 21 de junio. [23]

Se ha cogido como velocidad media anual del viento una constante de 6,7 m/s. [22]

6.2 Dimensionamiento de la planta

La planta tendrá una potencia de 50 MW. Se va a utilizar una configuración con un 15% apoyo fósil, en este caso, gas natural. Según las leyes anteriores vigentes, éste es el máximo legal permitido si te acoges a la tarifa prima de referencia, aunque en la actualidad, dicha ley quedo derogada como se ha comentado en el apartado 1.3. Aunque se está diseñando una planta cuyo principal objetivo es no contribuir a la generación de gases de efecto invernadero y al calentamiento global, la generación de un mínimo de energía mediante gas natural, permite que el funcionamiento de la planta sea más estable, principalmente durante los días de invierno, cuando la radiación normal directa y las horas de sol no permiten poner en marcha la central. Además, cabe destacar que de todos los combustibles fósiles empleados actualmente, el gas natural es de los que menos contamina.

6.2.1 Elección del múltiplo solar y configuración del sistema de almacenamiento

Seguidamente se van a analizar los parámetros del múltiplo solar y las horas de almacenamiento de la planta a través de una serie de simulaciones que nos permite realizar el programa. Una vez realizadas estas simulaciones, se elegirán el múltiplo solar y las horas de almacenamiento que se consideran óptimos para la planta. Las simulaciones serán realizadas sin tener en cuenta el aporte fósil, cuya configuración será determinada posteriormente.

- HORAS DE ALMACENAMIENTO.

Las horas de almacenamiento son el número de horas máximo que permitirán al sistema de almacenamiento conservar la energía térmica mediante las sales fundidas. Para realizar la simulación se han elegido las siguientes configuraciones:

0 h	2h	4h	6h	8h	10h
-----	----	----	----	----	-----

Tabla 10. Listado de las distintas capacidades de almacenamiento analizadas

El rango de horas es grande porque el objetivo es ver cómo varía la eficiencia de la planta desde la ausencia de almacenamiento hasta un almacenamiento de 10 horas. Ésto también afectará al coste de la planta.

- MÚLTIPLO SOLAR.

El múltiplo solar define la relación entre la potencia térmica del campo solar y la potencia térmica del ciclo Rankine, que corresponde al bloque de potencia de la planta. Para un diseño con almacenamiento como el elegido, será necesario sobredimensionar el tamaño del campo solar, así se producirá energía suficiente para ser enviada al sistema de almacenamiento, cuando las condiciones meteorológicas y la radiación solar incidente así lo permitan. Para ello, se elige un conjunto de posibles múltiplos solares. El programa realizará una serie de iteraciones de manera que nos proporcionará el valor óptimo del múltiplo solar para cada configuración de horas de almacenamiento.

Los múltiplos solares tomados para realizar la simulación con el programa son:

1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5	2,75	3
---	------	-----	------	---	------	-----	------	---

Tabla 11. Listado de los distintos múltiplos solares analizados

En la siguiente gráfica se muestra la tendencia del factor de capacidad o planta para cada almacenamiento, conforme aumenta el múltiplo solar para cada una de las configuraciones de horas de almacenamiento determinadas anteriormente. El factor de capacidad o de planta corresponde al cociente entre la energía generada por la central en un año y la energía generada si la central hubiese trabajado al máximo de diseño en año. En el caso de las centrales termosolares con tecnología cilindro parabólico, el factor de planta suele encontrarse entre el 30% y el 40%.

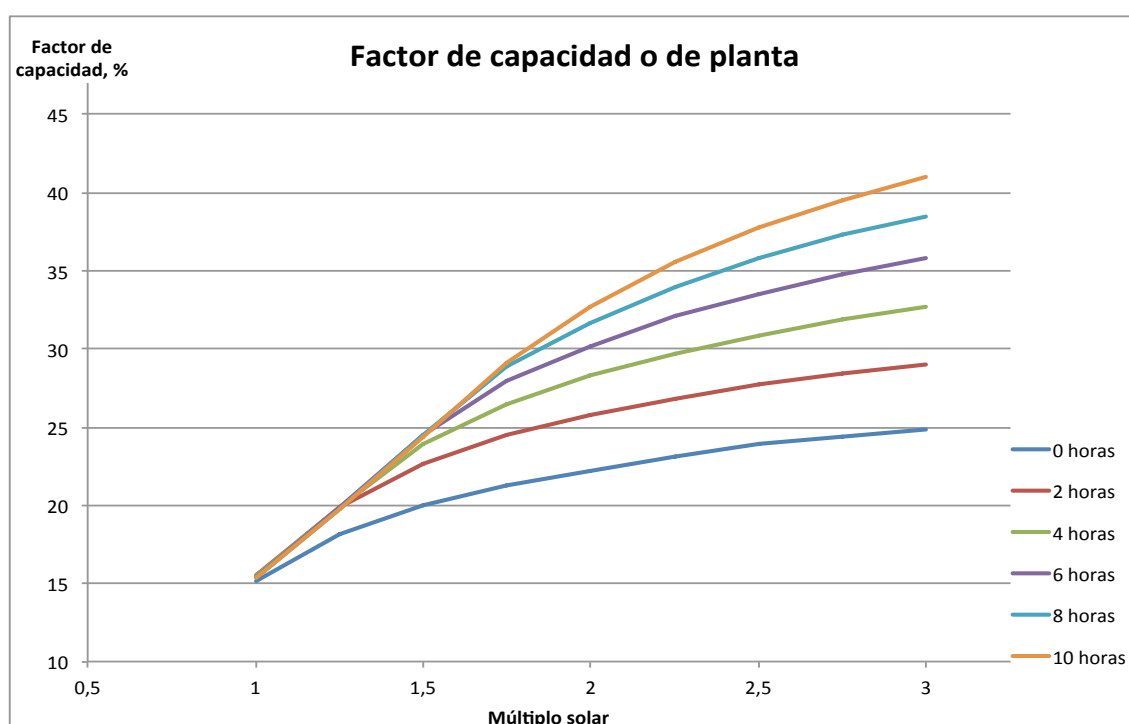


Figura 28. Factor de capacidad o de planta.

Como puede observarse, a medida que aumenta el múltiplo solar y la configuración de horas de almacenamiento, aumenta el factor de planta. Pero esto también implica que aumentará el coste de la central. Para su análisis, se presenta a continuación la gráfica de la tendencia del LCOE real, en la cual se han introducido los mismos parámetros de entrada respecto al múltiplo solar y las horas de almacenamiento. El LCOE (Levelized Cost Of Energy) real es el precio de cada kWh de energía en dolares (\$), ya que así nos lo proporciona el programa, calculado de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{FCR \cdot TCC + FOC}{AEP} + VOC \quad (6.3)$$

donde:

- FCR, Fixed Charge Rate: Tasa de cargos fijos. Se define como la cantidad de ingresos necesarios para cubrir la inversión inicial.
- TCC, Capital Cost (\$): Capital inicial
- FOC, Fixed Annual Operating Cost (\$): Costes fijos de operación y mantenimiento anuales, que no dependen de la cantidad de energía generada por la planta.
- AEP, Annual Electricity Production (kWh): producción eléctrica anual en kWh.
- VOC, Variable Operating Cost (\$/kWh): Costes variables de operación y mantenimiento. Varían con la cantidad de energía producida por la central.

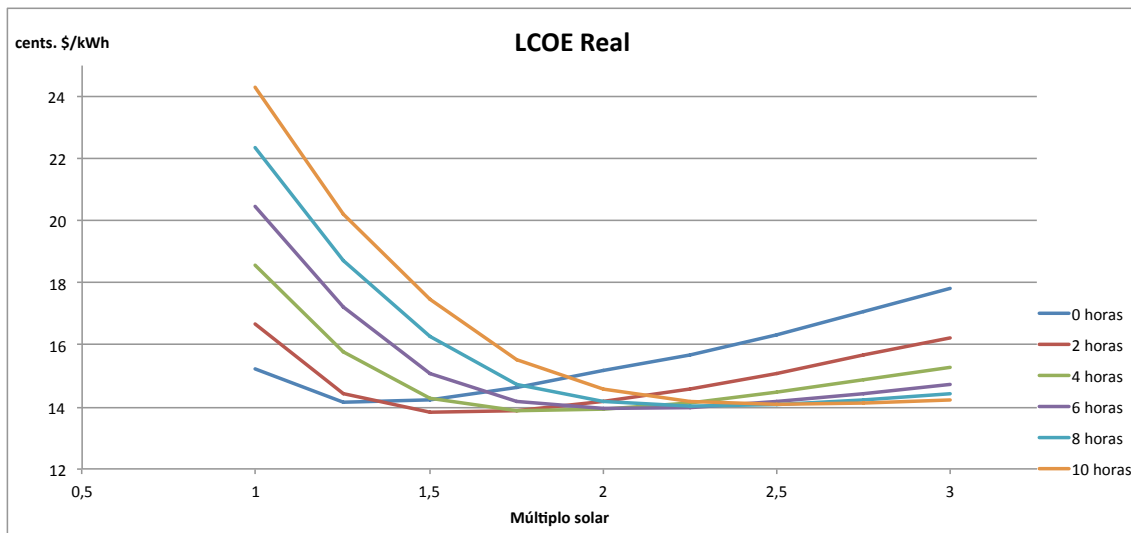


Figura 29. LCOE Real.

La producción eléctrica anual de los parámetros introducidos anteriormente es la siguiente:

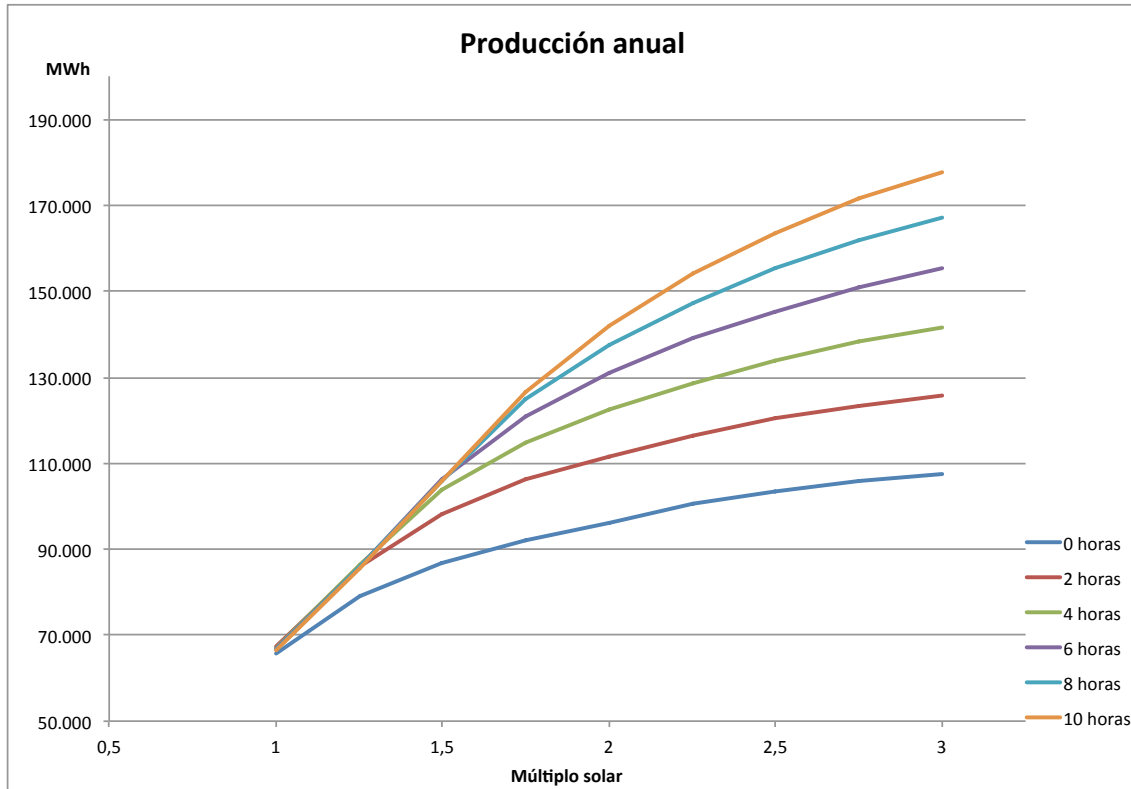


Figura 30. Producción anual.

En la gráfica se ve como aumenta la producción anual cuanto mayor es el sobredimensionamiento del campo solar y mayor es el número de horas de configuración del almacenamiento.

A partir de los valores obtenidos para el LCOE real, se determinan los valores óptimos de múltiplo solar y horas de almacenamiento. El valor óptimo del múltiplo solar será aquel que minimice el coste de la energía por kWh [33]. Por ello, para cada almacenamiento, tendremos un múltiplo solar óptimo diferente, y que será mayor a medida que aumentan las horas de almacenamiento, debido al coste que ésto supone. Estos valores óptimos cuyo valor de LCOE real es mínimo, según su configuración de horas de almacenamiento son:

Horas de almacenamiento	Múltiplo solar óptimo	LCOE Real (cents/kWh)
0	1,25	14,1505
2	1,5	13,8249
4	1,75	13,8697
6	2	13,9523
8	2,25	14,0165
10	2,5	14,0861

Tabla 12. Múltiplo solar óptimo para cada configuración de la capacidad de almacenamiento

Para los diferentes períodos de almacenamiento, se presenta a continuación una tabla (tabla 13) con los valores correspondientes a los costes y la producción de la central para los valores del múltiplo solar elegido como óptimo:

Horas de almacenamiento	Múltiplo solar óptimo	Nº de lazos	Producción anual (MWh)	Coste de la planta (M€)	LCOE Real (cents. €/KWh)	Factor de capacidad (%)
0	1,25	94	78.887,6	123,778	12,44	18,19
2	1,5	113	98.031,6	157,982	12,1538	22,61
4	1,75	132	114.944	192,186	12,1931	26,51
6	2	150	130.954	225,516	12,2658	30,2
8	2,25	169	147.403	259,72	12,3222	33,99
10	2,5	188	163.640	293,924	12,3834	37,74

Tabla 13. Costes y producción para cada múltiplo solar óptimo

Para la conversión a Euros (€) de los parámetros proporcionados por el programa, se ha utilizado el siguiente tipo de cambio [37]:

$$1\text{€}=1,1375\$$$

Tras este análisis, el múltiplo solar elegido para el diseño de la planta es 2,25 y una capacidad de almacenamiento de 8 horas.

En la tabla 14, se muestran el conjunto de parámetros de entrada respecto al sistema de almacenamiento proporcionados al programa. Los datos correspondientes a la características de los tanques son los propuestos por SAM.

Parámetros del sistema de almacenamiento	
Nº de horas de almacenamiento	8
Pares de tanques	1
Altura de cada tanque	30 m
Altura mínima del fluido en un tanque	1 m
Coeficiente de pérdidas del tanque	0,4 W/m ² K
Temperatura del tanque frío	250 °C
Temperatura del tanque caliente	365°C
Capacidad térmica del tanque	35 MWht
Eficiencia térmica del tanque	98 %
Diferencia de temperatura entre el fluido térmico del almacenamiento y el fluido térmico proveniente del campo solar	5 °C
Fluido térmico del almacenamiento	Hitec Solar Salt
Temperatura inicial de las sales al entrar en funcionamiento el sistema de almacenamiento	300 °C

Tabla 14. Parámetros del sistema de almacenamiento

6.2.2 Configuración del apoyo de combustible fósil

Como ya se mencionó en el apartado 1.3 del Capítulo 1, la ley actual no permite ningún tipo de aporte fósil en las centrales cuya generación eléctrica se hace a partir de la energía solar a través de procesos térmicos. Por razones de viabilidad económica del proyecto y con el objetivo de maximizar la producción de la central para tratar de satisfacer la demanda ante la posible falta de radiación solar en determinados días o en determinada franja horaria, se considera la opción del 15 % de aporte fósil (opción tarifa prima de referencia) en el diseño de esta central termosolar. El combustible fósil que se utiliza en dicho aporte es gas natural.

Para ello, el programa nos ofrece la posibilidad de concretar la cantidad de suministro de gas natural diferenciando entre días de diario y días de fin de semana. En este caso, no se ha hecho distinción entre la producción de la central durante los días de diario y los días pertenecientes a los fines de semana. Según el mes del año, se asigna un periodo a cada hora del día. Previamente, habrá de especificarse cuál será la proporción de aporte fósil en cada uno de estos periodos, en función de la energía térmica que llega al bloque de potencia.

En total, el programa consta de seis posibles periodos de envío de energía desde el sistema de aporte fósil y desde el sistema de almacenamiento. Para su configuración, se ha optado por dos periodos de envío:

periodo1 → 0,55

periodo2 → 0,26

En la siguiente imagen, se pueden observar las diferentes horas del día a las que se han asignado el valor de los periodos de envío mostrados anteriormente. En el periodo 3, el envío es 0.

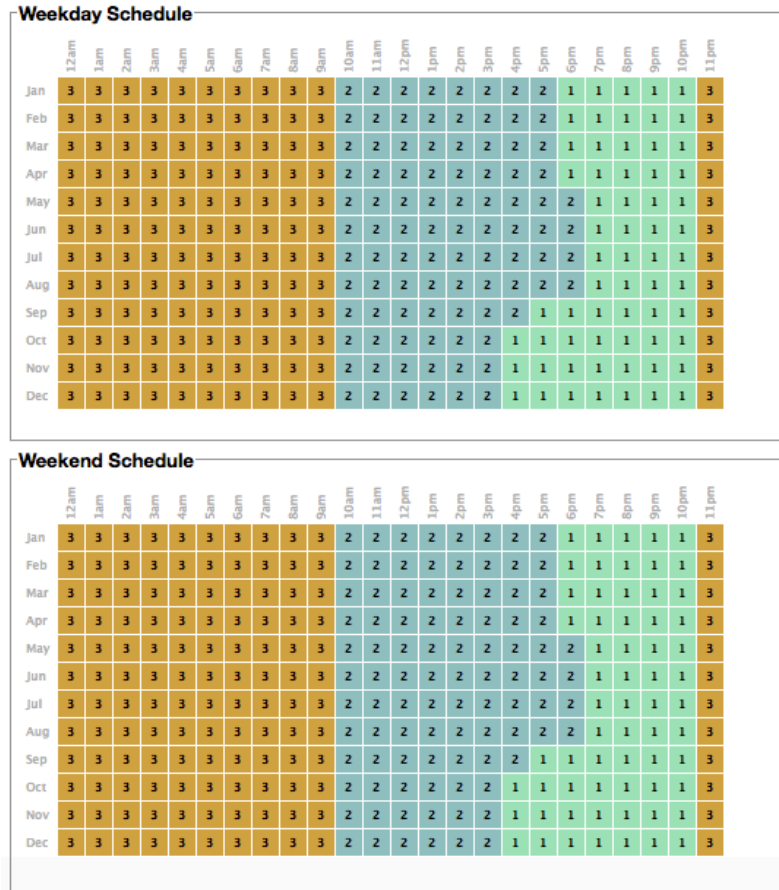


Figura 31. Periodos de envío de combustible fósiles.

Con lo cual, durante los periodos 1 y 2 se va a realizar un aporte de combustible fósil del 55% y el 26% respectivamente, de la energía correspondiente que entra al bloque de potencia.

Seguidamente, se van a analizar las características de la planta con y sin aporte fósil, así como se determinará el valor real del aporte de gas natural que recibe la planta.

- Sin considerar el aporte de combustible fósil, las características de la central son las siguientes:

Energía anual generada	Factor de capacidad
147.402.784 kWh	34%

Tabla 15. Características de la central sin aporte de combustible fósil

- Considerando un aporte de combustible fósil máximo del 15%:

Energía anual generada	Factor de capacidad
173.320.672 kWh	40%

Tabla 16. Características de la central con aporte de combustible fósil

La cantidad total energía generada a partir del combustible fósil es:

$$E_{\text{producida por el sistema de apoyo fósil}} = E_{\text{total CF}} - E_{\text{total SF}} \quad (6.4)$$

$$E_{\text{producida por el sistema de apoyo fósil}} = 173.320.672 \text{ kWh} - 147.402.784 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{producida por el sistema de apoyo fósil}} = 25.917.888 \text{ kWh}$$

Sobre el total de energía eléctrica generada, esta cantidad supone:

$$E_{\text{producida por el sistema de apoyo fósil}} / E_{\text{total CF}} = 25.917.888 \text{ kWh} / 173.320.672 \text{ kWh} \quad (6.5)$$

$$E_{\text{producida por el sistema de apoyo fósil}} / E_{\text{total CF}} = 14,954\%$$

Se comprueba que se cumple la condición de que el aporte de gas natural sea inferior al 15%.

A continuación, se presenta una tabla (tabla 17) con la producción energética mensual durante todo un año para los dos escenarios anteriores. Los datos pertenecientes a la primera columna corresponden a la producción mensual sin aporte de combustible fósil. La segunda columna engloba los datos que determinan la producción mensual de energía cuando el 15% de la misma es producida mediante apoyo fósil. Se puede observar que las sumas totales difieren mínimamente de los presentados anteriormente, debido a que el programa proporciona datos a partir de los 10 KWh de producción mensual. Por ello, en cada mensualidad hay un error de $\pm 9 \text{ KWh}$, lo que supone una variación existente en las cantidades totales anuales, aunque mínima en comparación con el rango de datos dentro del que se está trabajando.

	Producción mensual (MWh)	
	Sin combustible fósil	Con 15% combustible fósil
Enero	2.508,43	6.330,66
Febrero	4.991,56	8.007,32
Marzo	12.649,00	14.214,90
Abril	12.543,90	14.585,90
Mayo	18.558,50	19.487,40
Junio	20.041,40	21.169,50
Julio	24.556,90	24.925,40
Agosto	23.057,40	23.645,70
Septiembre	15.336,60	17.060,20
Octubre	8.776,81	11.918,10
Noviembre	3.019,66	6.932,72
Diciembre	1.362,43	5.042,69
TOTAL	147.402,59	173.320,49

Tabla 17. Producción mensual con y sin aporte de combustible fósil

Se observa que el mes de menor producción en ambos casos es diciembre, y el de mayor producción es julio.

A continuación, se analizará la generación de energía en ambos casos para los días correspondientes a los solsticios de verano y de invierno, al ser estos días los de más y menos horas de luz respectivamente, aunque no los de mayor radiación normal directa (DNI).

- Producción eléctrica del día 21 de junio: esta fecha corresponde al solsticio de verano, que es el día más largo del año, esto es, con más horas de luz.

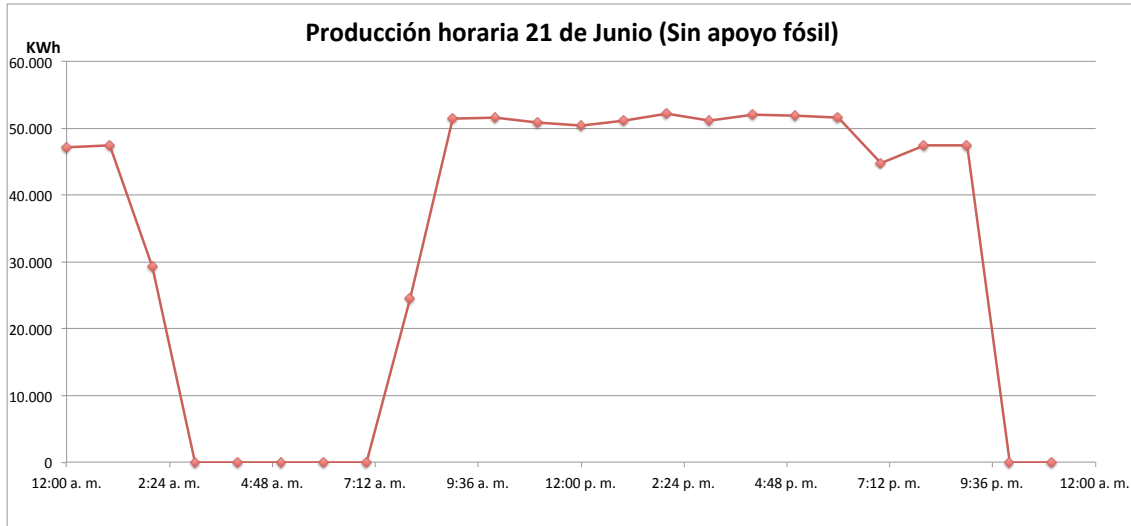


Figura 32. Producción horaria 21 de junio sin apoyo fósil.

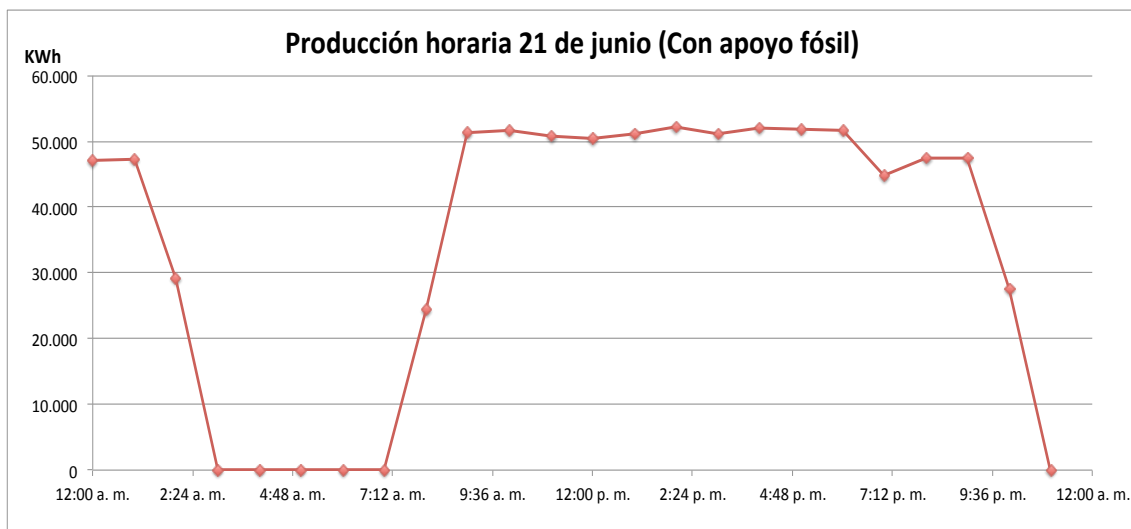


Figura 33. Producción horaria 21 de junio con apoyo fósil.

- Producción eléctrica del día 21 de diciembre: esta fecha corresponde al solsticio de invierno, que es el día más corto del año, esto es, con menos horas de luz.



Figura 34. Producción horaria 21 de diciembre sin apoyo fósil.

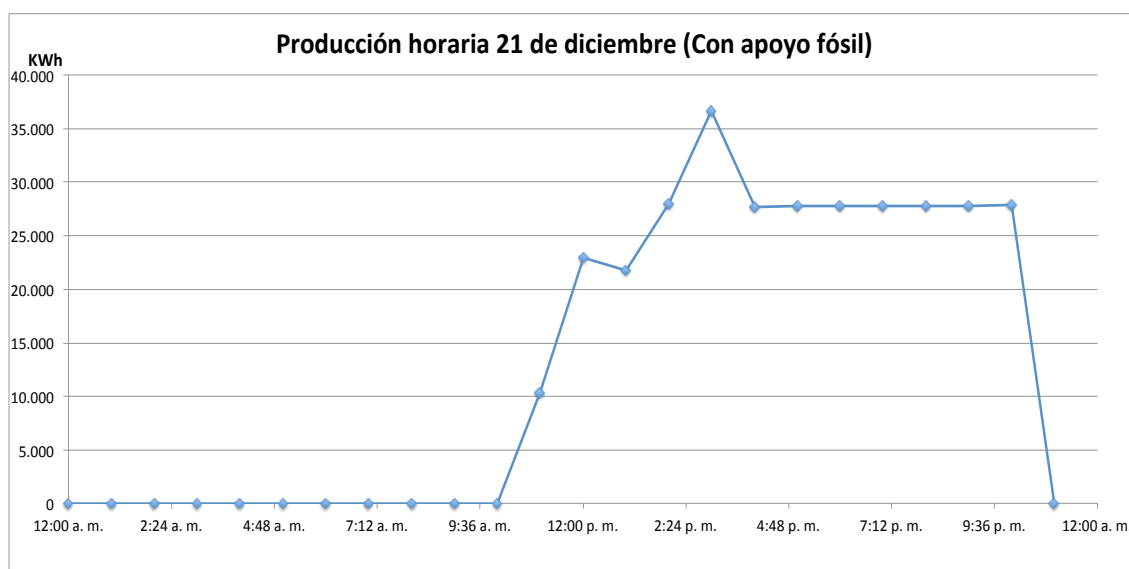


Figura 35. Producción horaria 21 de diciembre con apoyo fósil.

En el caso de los gráficos que representan la generación energética del día 21 de junio, el aporte del combustible fósil tiene la única misión de estabilizar la producción durante las horas de máxima radiación del día. En este caso, al tratarse del periodo de verano, no se necesita el apoyo de combustible fósil para mantener la central activa durante más tiempo, cosa que sí pasa en los meses de invierno. Se dispone de radiación durante varias horas al día, con lo cual la central trabaja sin necesidad de un aporte de combustible fósil. Únicamente se produce un apoyo de combustible fósil durante la hora correspondiente a las 10 p.m. que es cuando la demanda es alta pero la radiación incidente está en su punto mínimo del día.

En los meses de invierno, hay días en los que la radiación es mínima o inexistente, bien porque se trate de un día nublado, o bien por las bajas temperaturas. Esto provoca que la central haya días en los que ni llegue a ponerse en marcha. Gracias al combustible fósil, hay generación energética durante todos los días en los meses de invierno; de no haberla, ésto se traduciría en una pérdida de rentabilidad de la central, disminuyendo así la producción anual y por tanto el factor de capacidad.

	Producción horaria (kWh)			
	21 de junio (Con apoyo Fósil)	21 de junio (Sin apoyo fósil)	21 de diciembre (Con apoyo fósil)	21 de diciembre (Sin apoyo fósil)
12:00 a. m.	47.083,8	47.083,8	0	0
1:00 a. m.	47.362	47.362	0	0
2:00 a. m.	29.206,7	29.206,7	0	0
3:00 a. m.	0	0	0	0
4:00 a. m.	0	0	0	0
5:00 a. m.	0	0	0	0
6:00 a. m.	0	0	0	0
7:00 a. m.	0	0	0	0
8:00 a. m.	24.443,8	24.443,8	0	0
9:00 a. m.	51.380,8	51.380,8	0	0
10:00 a. m.	51.625,4	51.625,4	0	0
11:00 a. m.	50.787,5	50.787,5	10.341,6	10.341,8
12:00 p. m.	50.457,6	50.457,6	22.926	22.926,1
1:00 p. m.	51.164	51.164	21.781,3	21.781,4
2:00 p. m.	52.150,9	52.150,9	27.944,9	27.944,9
3:00 p. m.	51.092,3	51.092,3	36.643,5	36.643,5
4:00 p. m.	51.952,8	51.952,8	27.649	24.521,2
5:00 p. m.	51.843,7	51.843,7	27.732,2	0
6:00 p. m.	51.622	51.622	27.744,3	0
7:00 p. m.	44.727,2	44.727,2	27.745,2	0
8:00 p. m.	47.498,9	47.498,9	27.761,4	0
9:00 p. m.	47.386,8	47.386,8	27.811,4	0
10:00 p. m.	27.569,8	0	27.830,1	0
11:00 p. m.	0	0	0	0
TOTAL	829.356	801.786,2	313.910,9	144.158,9

Tabla 18. Producción horaria con y sin aporte fósil para los días 21 de diciembre y 21 de junio

Para visualizar el aporte fósil recibido por el bloque de potencia durante los días correspondientes a los solsticios de verano y de invierno, se presenta a continuación el aporte de MWt realizado por la caldera auxiliar.

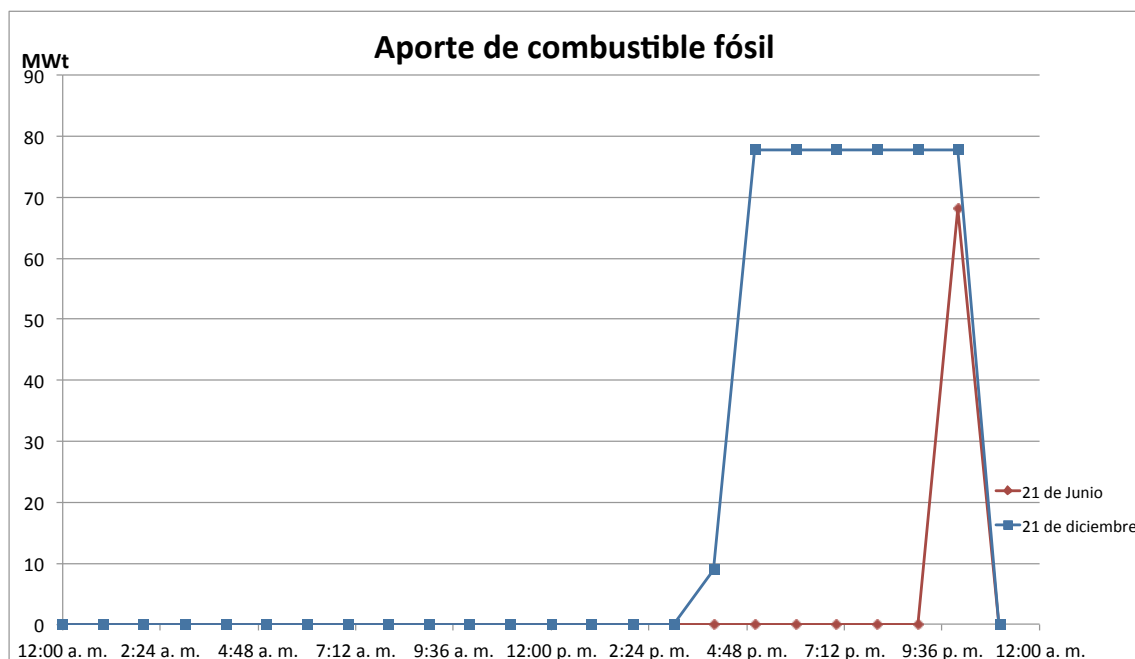


Figura 36. Aporte de combustible fósil.

Mediante el aporte de MWt representado en esta gráfica, puede explicarse el aporte térmico del gas natural durante los días que se están analizando, coincidiendo este aporte con las franjas horarias donde la generación eléctrica con y sin fósil no coincide.

6.2.3 Configuración del campo solar

Para la configuración del campo solar, se ha optado por la división del campo en 6 subsecciones, como se muestra en la imagen a continuación.

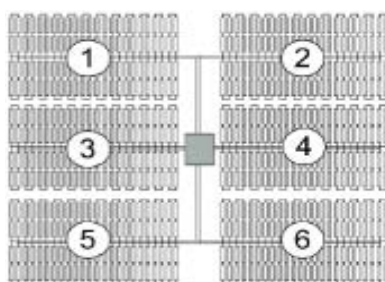


Figura 37. Configuración del campo solar. [20]

Estas divisiones del campo solar afectan al sistema de tuberías que une cada sección con el bloque de potencia, de manera que a una mayor longitud de tuberías, se darán mayores pérdidas de calor. El programa nos ofrece la posibilidad de

dividir el campo solar en 2, 4, 6, 8, 10 y 12 subsecciones, eligiendo en este caso una opción intermedia.

En la tabla 19, se muestran las características que respectan al campo solar, que se han tomado por recomendación del programa o por afinidad con el modelo analizado.

Parámetros del campo solar	
Espacio entre filas	15 m
Posición de reposo	170
Ángulo de despliegue	10
Número de subsecciones del campo solar	6
Rugosidad interna en tuberías	$4,57 \cdot 10^{-5}$ m
Eficiencia de la bomba de HTF	96%
Temperatura de protección frente a congelación	12 °C
Radiación de diseño	800 W/m ²
Desenfoque parcial	Simultaneous

Tabla 19. Parámetros del campo solar

Los parámetros correspondientes al fluido térmico que circula por los receptores en el campo solar se muestran en la tabla 20.

Parámetros del fluido de trabajo (HTF)	
Temperatura de entrada al lazo	293 °C
Temperatura de salida del lazo	393 °C
Mínimo flujo de HTF en un lazo	1 kg/s
Máximo flujo de HTF en un lazo	12 kg/s
Mínima velocidad del HTF	2 m/s
Máxima velocidad del HTF	3 m/s

Tabla 20. Parámetros del fluido de trabajo (HTF)

Seguidamente se calcularán diversos parámetros de forma teórica, y en algunos casos, empleando las ecuaciones propuestas por la guía de usuario del programa utilizado para llevar a cabo la simulación. El objetivo de estos cálculos, será el de compararlos con los datos proporcionados por el programa, y analizar la causa de las posibles diferencias.

- DISTRIBUCIÓN DE COLECTORES POR LAZO:

Se dispone un total de 4 colectores por lazo. Teniendo en cuenta que cada colector consta de 12 módulos, hay un total de 48 módulos por lazo. En lo sucesivo, $N_{\text{colectores lazo}}$ será igual a 4.

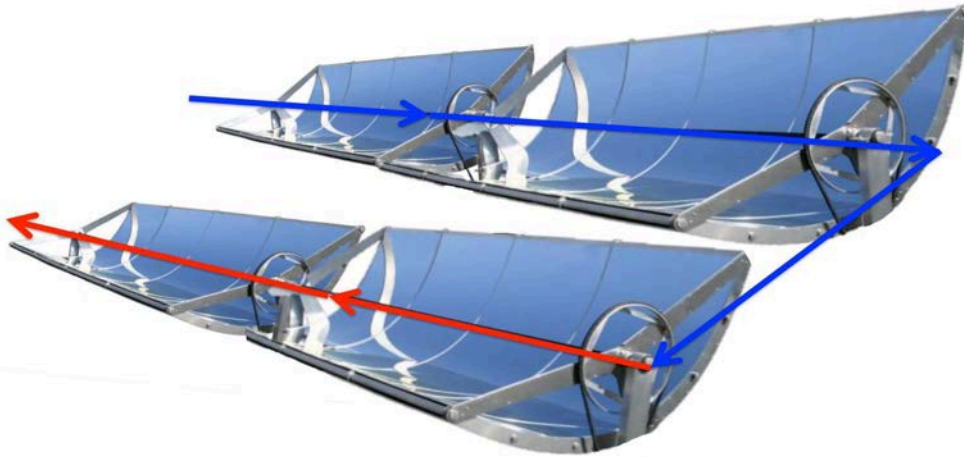


Figura 38. Esquema de 4 colectores por lazo.

- ENERGÍA TÉRMICA DE ENTRADA AL BLOQUE DE POTENCIA:

Q_{BP} es el calor necesario que deberá ser transmitido al bloque de potencia para que la turbina genere la producción bruta estimada:

$$Q_{BP} = \frac{E_{turbina}}{\eta_{ciclo}} = \frac{55MW_e}{0,389} = 141,3882MW_t \quad (6.6)$$

$E_{turbina}$ es la producción eléctrica bruta de la turbina. La capacidad de la turbina determinada por el fabricante es de 50MW, pero se estima que debido a pérdidas esta producción se reduce al 90%. Por ello, la producción bruta corresponderá al 110% de la capacidad nominal de la turbina, esto es 55MW.

η_{ciclo} corresponde al rendimiento del ciclo, valor tomado de las experiencias de otras centrales con características similares, las cuales emplean la misma turbina que la que se ha escogido para este diseño.

- ÁREA EXACTA DE COLECTORES:

Es el área de colectores para un múltiplo solar igual a 1 que será necesaria para producir la energía térmica que se requiere de entrada al bloque de potencia que se calculó anteriormente.

$$A_{exacta} = \frac{Q_{BP}}{\dot{Q}_{NDir} \cdot \eta_{conversiónCS}} = \frac{141,3882 \cdot 10^6 W}{800W/m^2 \cdot 0,721501} = 244.954,96m^2 \quad (6.7)$$

\dot{Q}_{NDir} corresponde al valor medio de la radiación normal directa de diseño, elegido por razones meteorológicas y de localización.

$\eta_{conversiónCS}$ es la eficiencia del lazo de colectores para la conversión de la energía. Este parámetro ha sido proporcionado por el programa, teniendo en cuenta las pérdidas ópticas y las pérdidas térmicas.

- NÚMERO DE COLECTORES:

$$N_{lazos MS=1} = \frac{A_{exacta}}{A_{apertura} \cdot N_{colectores lazo}} = \frac{244.954,96m^2}{817,5m^2 \cdot 4} = 74,91 \approx 75 Lazos \quad (6.8)$$

$$N_{lazos MS=2,25} = N_{lazos MS=1} \cdot 2,25 = 169 lazos \quad (6.9)$$

$$N_{colectores} = N_{lazos} \cdot N_{colectores lazo} = 169 \cdot 4 = 676 colectores \quad (6.10)$$

$A_{apertura}$ es el valor de la superficie refleante de cada colector.

- ÁREA DEL CAMPO SOLAR:

$$A_{apertura CS} = N_{colectores} \cdot A_{apertura} = 676 \cdot 817,5m^2 = 552.630m^2 \quad (6.11)$$

$$A_{CS} = \frac{A_{apertura CS} \cdot Espacio entre filas (m)}{Ancho de apertura del colector (m)} = \frac{552.630m^2 \cdot 15m}{5,75m} \quad (6.12)$$

$$A_{CS} = 1.441.643,48m^2 = 144,17 ha$$

$A_{apertura CS}$ es el área que comprende la totalidad de las superficies reflejantes de cada uno de los colectores en el campo solar.

A_{CS} es el área total del campo solar teniendo en cuenta, además de la superficie reflejante, la separación entre filas y el ancho de apertura del colector.

- ENERGÍA TÉRMICA GENERADA POR EL CAMPO SOLAR:

$$Q_{CS} = Q_{BP} \cdot MS = 141,3882MWt \cdot 2,25 = 318,1234MWt \quad (6.13)$$

Q_{CS} es la energía térmica generada por el campo solar para un múltiplo solar de 2,25.

- FLUJO MÁSSICO DE FLUIDO CALOPORTADOR (HTF) EN EL CAMPO:

$$\dot{m}_{CS} = \frac{Q_{CS}}{H_{salidaCS} - H_{entradaCS}} = \frac{318,1234 MWt}{799.556,273 J/kg - 555.294,073 J/kg} \quad (6.14)$$

$$\dot{m}_{CS} = 1302,3849 Kg/s$$

Para calcular la entalpía a las temperaturas de entrada y salida, teniendo en cuenta que el fluido caloportador que se está utilizando es el Therminol VP-1, el programa pone a disposición del usuario la siguiente ecuación:

$$H = 1,377 \cdot T^2 + 1,498 \cdot 10^3 \cdot T - 1,8340 \cdot 10^4 \quad (6.15)$$

Sustituyendo en la ecuación 6.15:

$$H(T = 293^\circ C) = 1,377 \cdot 293^2 + 1,498 \cdot 10^3 \cdot 293 - 1,8340 \cdot 10^4$$

$$H(T = 293^\circ C) = 555.294,073 J/kg \quad (6.16)$$

$$H(T = 393^\circ C) = 1,377 \cdot 393^2 + 1,498 \cdot 10^3 \cdot 393 - 1,8340 \cdot 10^4$$

$$H(T = 393^\circ C) = 799.556,273 J/kg \quad (6.17)$$

- FLUJO MÁSSICO DE FLUIDO CALOPORTADOR (HTF) POR LAZO:

$$\dot{m}_{lazo} = \frac{\dot{m}_{CS}}{N_{lazos}} = \frac{1302,3849 Kg/s}{169} = 7,7064 Kg/s \quad (6.18)$$

6.2.4 Bloque de potencia

El bloque de potencia de la planta está constituido por el ciclo de vapor, el ciclo de fluido térmico (HTF), en este caso Therminol VP-1, y en el caso de ser una planta con almacenamiento térmico, aparece un ciclo adicional de transferencia térmica entre el fluido térmico receptor y el fluido térmico utilizado en el almacenamiento.

En este capítulo, se van a analizar los diferentes parámetros que hay que proporcionar a la herramienta de simulación utilizada y los cálculos que esta utiliza para simular el bloque de potencia de la central. Para la configuración del bloque de potencia se ha elegido la opción de ciclo Rankine que ofrece el programa.

El modelo que sigue el programa para la determinación del ciclo de vapor es el siguiente:

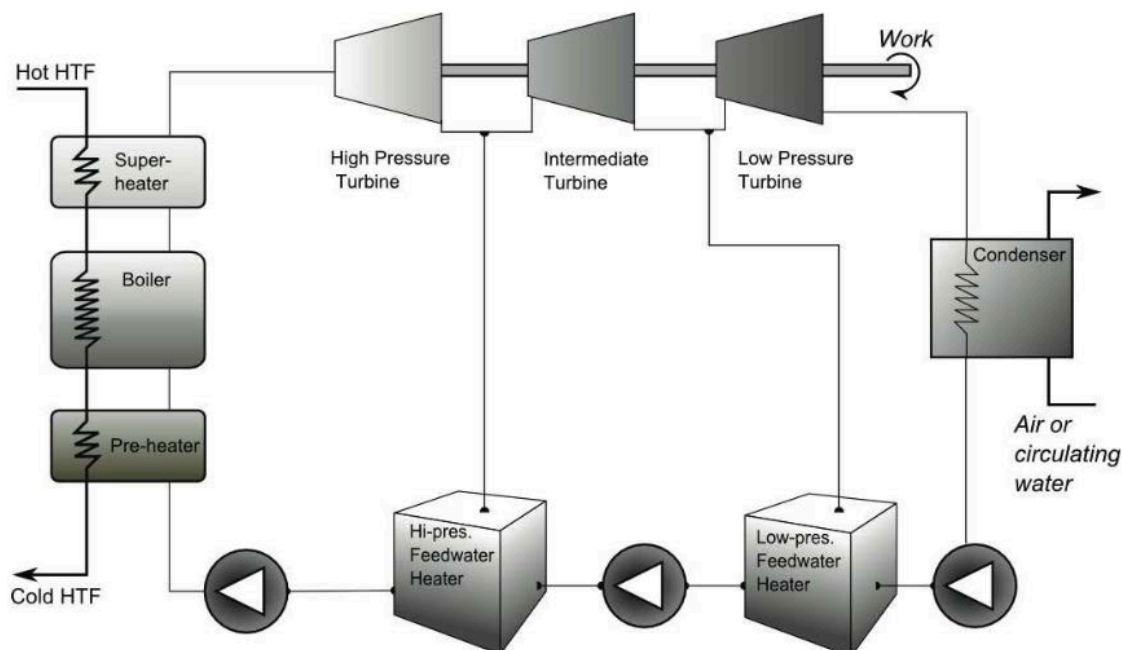


Figura 39. Esquema básico del ciclo de vapor SAM. [35]

Como se puede observar en la imagen, el sistema recibe la energía térmica proveniente del campo solar, y se transfiere al agua en el sobrecalentador, la caldera y el precalentador, para ser dirigido después a las turbinas de alta y baja presión. En las turbinas, el vapor de agua genera un movimiento mecánico que se envía al generador, elemento donde finalmente se producirá la energía eléctrica que servirá de suministro energético en los hogares, industrias, comercios, etc.

A la salida de las turbinas de alta y media presión, una fracción del vapor total se reconduce a los intercambiadores de calor iniciales, a través de unos calentadores que facilitan esta realimentación, y de unas bombas que impulsan el movimiento del fluido hasta el punto deseado del ciclo. Se ha demostrado que la eficiencia del ciclo de potencia se ve incrementada con la adición de estos calentadores de realimentación. En la imagen, se puede apreciar que el ciclo que utiliza el programa como ciclo base, consta de un total de 3 bombas que ayudan a la gestión del ciclo de vapor.

Finalmente, el fluido que sale de la turbina de baja presión, es conducido a un condensador donde será enfriado mediante aire o agua fría. Entre estas dos opciones, el aire es mucho más económico y es un bien común inagotable, a diferencia del agua, que en ciertas regiones es algo escasa, pero mucho más eficiente en este tipo de ciclos.

Además, habría que tener en cuenta el ciclo que recorren las sales utilizadas como almacenamiento térmico, cuya transferencia de calor desde el fluido caloportador correspondiente al almacenamiento también se realizará utilizando unos intercambiadores.

Los parámetros de entrada asumidos por el programa para el ciclo de potencia son los siguientes:

Temperatura de entrada a la turbina	373 °C
Temperatura del vapor en el evaporador	311,11 °C
Presión en el condensador	0,085 bar
Fracción de vapor extraído en la turbina, alta presión	0,13
Fracción de vapor extraído en la turbina, baja presión	0,16
Presión del vapor extraído en la turbina, alta presión	23,9 bar
Presión del vapor extraído en la turbina, baja presión	2,9 bar
Rendimiento isentrópico de la turbina	0,7
Rendimiento isentrópico de la bomba	0,695

Tabla 21. Parámetros de entrada asumidos por el programa para el bloque de potencia

Los parámetros de entrada que se han proporcionado al programa para la simulación del bloque de potencia son:

Temperatura de entrada del fluido	393 °C
Temperatura de salida del fluido	293 °C
Energía de entrada a la turbina	55 MW
Factor de conversión de la capacidad de la planta	0,9
Eficiencia del ciclo de potencia	0,389
Temperatura de salida de la caldera auxiliar	393 °C
Presión en el evaporador	100 bar
Fracción de vapor extraída	0.016

Tabla 22. Parámetros de entrada proporcionados al programa en el bloque de potencia

Los parámetros anteriores se han escogido según recomendaciones de diseño para las características de la planta objeto del diseño.

6.3 Resultados

Tras este análisis, se pueden obtener diferentes parámetros, ya sea a nivel horario, mensual o anual. Para su análisis, se seguirá con la metodología seguida hasta el momento de analizar los días correspondientes a los solsticios de verano y de invierno.

La primera gráfica que se adjunta debajo, figura 40, corresponde al rendimiento de la turbina. Cabe recordar que en el apartado 6.2.4, se ha determinado un rendimiento teórico de conversión de la energía del ciclo igual a 0,389, basado en los diseños de plantas actuales.

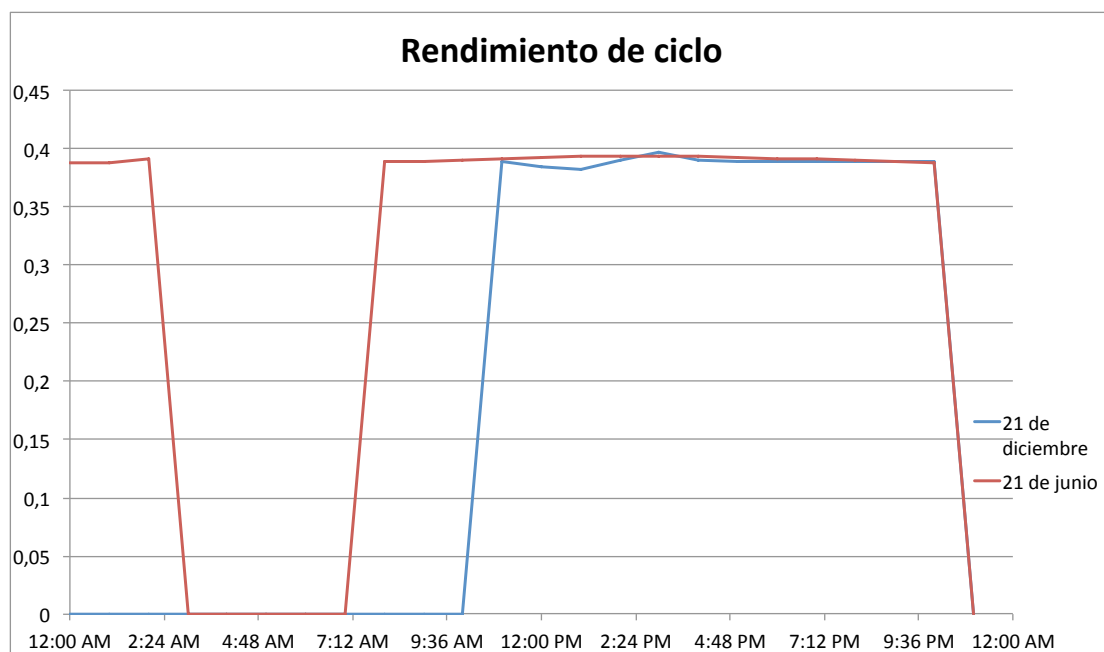


Figura 40. Rendimiento del ciclo.

En esta segunda gráfica, figura 41, se muestra la potencia de salida del ciclo del bloque de potencia expresada en MW eléctricos.

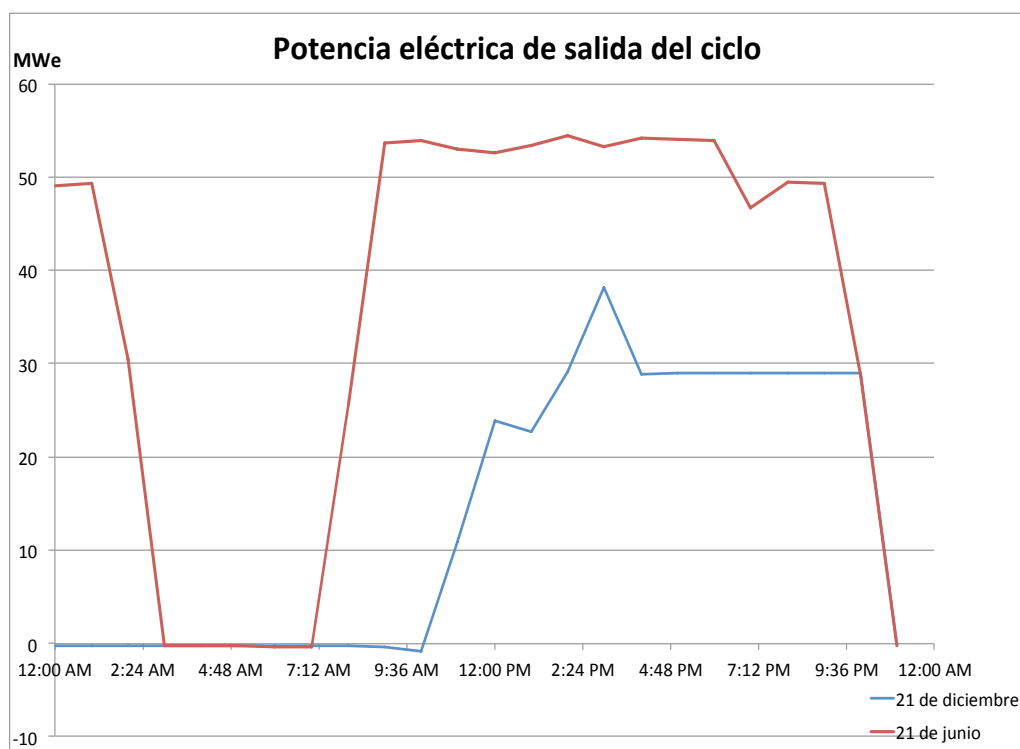


Figura 41. Potencia eléctrica de salida del ciclo.

En esta tercera gráfica, figura 42, se muestra la transferencia de MW térmicos en el bloque de almacenamiento. Durante el solsticio de invierno, no hay transferencia térmica entre el bloque de almacenamiento y el bloque de potencia. En el caso del solsticio de verano, se aprecia una mayor actividad, ya que el bloque de almacenamiento absorbe energía térmica en las franjas horarias de radiación solar favorable y la cede en aquellas horas a las que la demanda así lo requiere.

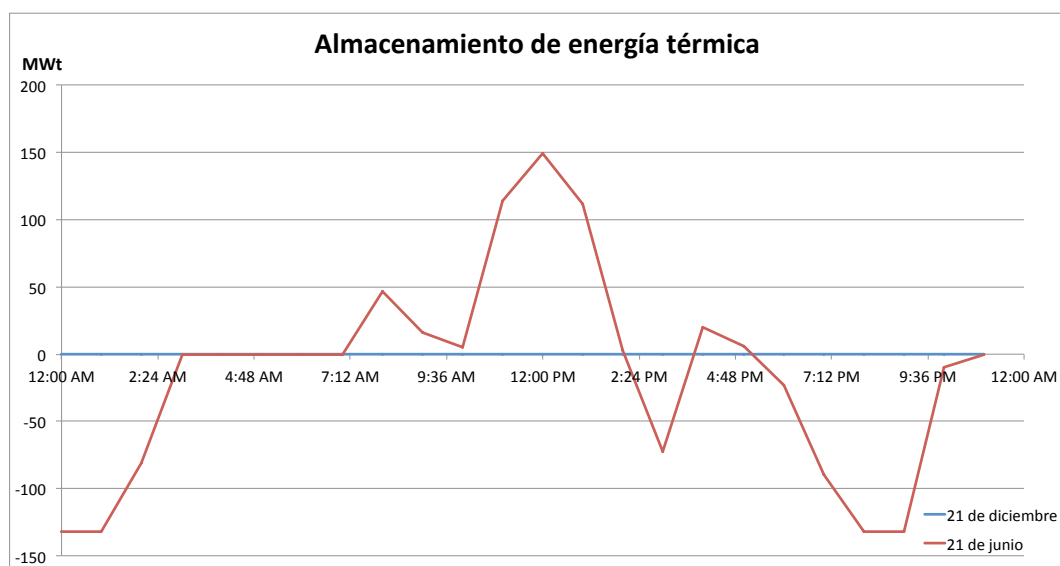


Figura 42. Almacenamiento de energía térmica.

La siguiente gráfica, figura 43, muestra la potencia generada por el sistema en MW, que es inferior a la potencia eléctrica de salida del ciclo debido a que las pérdidas que se producen a su salida del ciclo de potencia. A su vez, la potencia generada por el sistema es inferior a la potencia que se transfiere a la red eléctrica, presentada en el apartado 6.2.2.

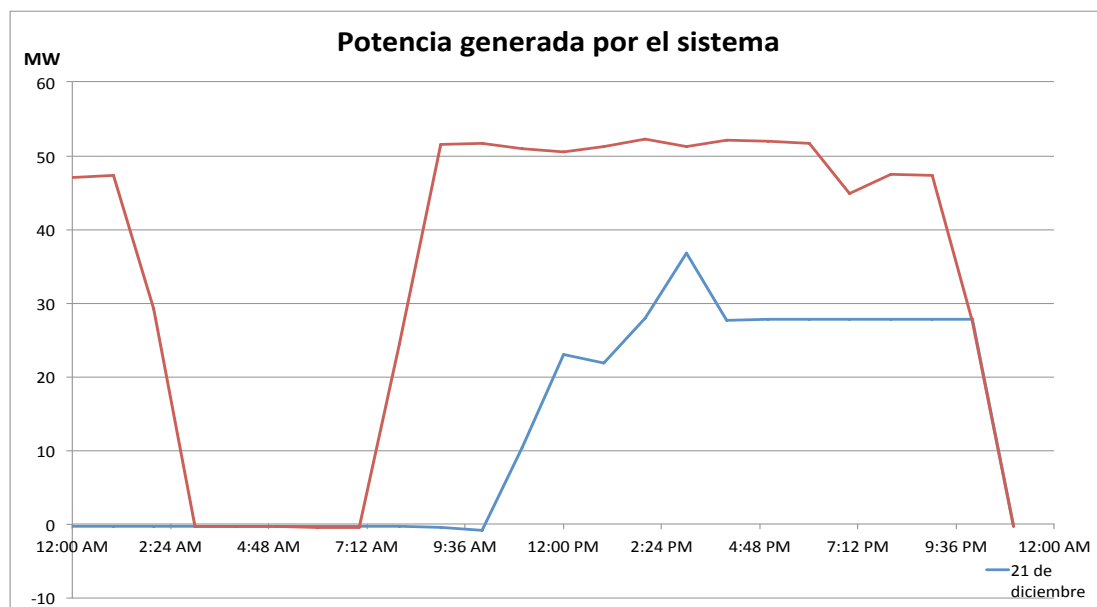


Figura 43. Potencia generada por el sistema.

Por último, en la figura 44 se presenta la gráfica del flujo másico de fluido caloportador (HTF) en el campo solar por lazo.

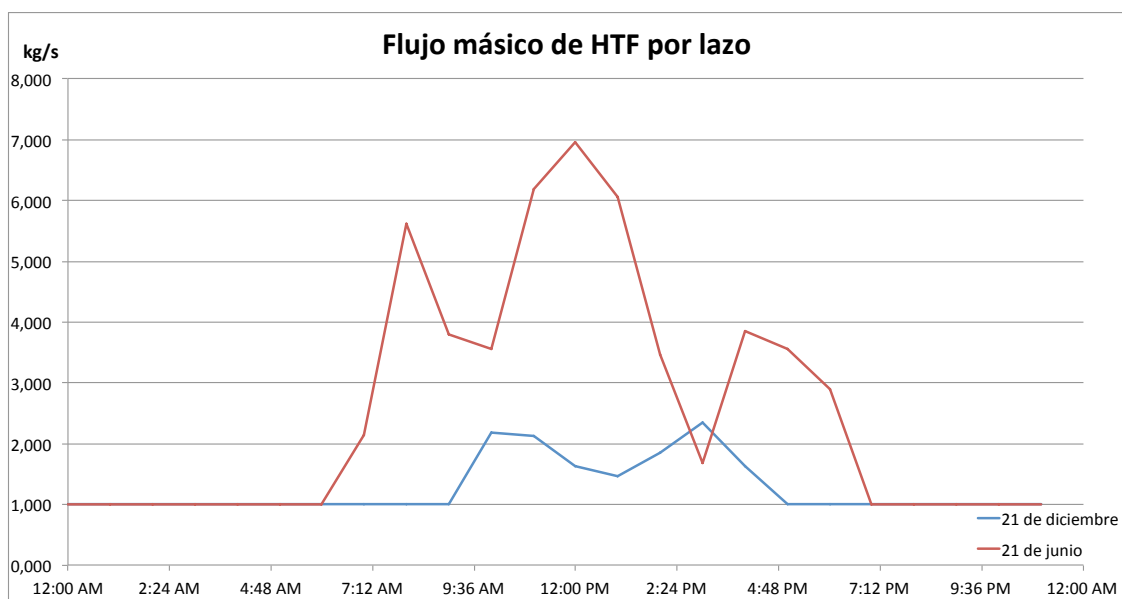


Figura 44. Flujo másico de HTF por lazo.

El valor teórico del flujo másico de HTF por lazo se había fijado analíticamente en el apartado 6.2.3, mediante la ecuación 6.18 teniendo en cuenta las temperaturas de entrada y salida máximas del fluido caloportador en el campo solar, resultando un valor máximo de 7,7064 kg/s. En la línea de tendencia correspondiente al día 21 de junio, se observa un pico mínimo a las 3 PM. Esto puede deberse a las condiciones meteorológicas de ese día en concreto, ya que dicha franja horaria suele tener una radiación mayor, y por tanto, debería presentar un mayor flujo másico.



CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

7. CONCLUSIONES

Seguidamente se presenta un análisis detallado de todos los resultados obtenidos hasta el momento. En este último capítulo, también se hará un análisis económico de la planta y se expondrán las conclusiones a las que se ha llegado así como líneas de estudio tanto presentes como futuras.

7.1 Resumen de resultados

Se presenta en la tabla adjunta (tabla 23) el resumen de datos característicos de la planta del capítulo 6, tanto elegidos como obtenidos mediante el programa empleado en la simulación.

Ubicación	Toledo
Modelo de colector	Eurotrough-ET150
Fluido de trabajo campo solar	Therminol VP-1
Número total de lazos	169
Número de colectores por lazo	4
Tubo receptor	Schott PTR70
Modelo de turbina	Siemens SST-700
Tipo de almacenamiento	Dos tanques (frío y caliente)
Capacidad máxima de almacenamiento	8 horas
Fluido de trabajo almacenamiento	Hitec Solar Salt (Sales fundidas)
Potencia nominal de la planta	50 MW
Múltiplo solar	2,25
Factor de capacidad o de planta	40%
Apoyo de combustible fósil	Gas Natural, 15%
Producción anual	173.320 MWh

Tabla 23. Resumen de características de la central

Como se ha visto en el capítulo 6, el sobredimensionamiento del campo solar optimiza el rendimiento de la planta y la generación anual, a pesar de que el coste inicial es superior. De la misma manera, el aporte de combustible fósil ayuda a la

planta notablemente para satisfacer las horas de máxima demanda, principalmente en aquellos días del año en los que la radiación solar o las condiciones meteorológicas no permiten a la central funcionar por si sola. Además, el apoyo fósil estabiliza la producción, para que la central trabaje a un ritmo más o menos constante, y no se vea sometidas a variaciones frecuentes y drásticas en la generación.

Al haber optado por maximizar el aprovechamiento de la radiación solar, el sistema de almacenamiento se ha hecho en un sistema de dos tanques, aunque podría haberse utilizado un sistema multitank que aumentaría la producción anual, pero también supondría un aumento importante del coste de inversión.

7.2 Análisis económico

De los datos proporcionados por el programa, se va a analizar en primer lugar el LCOE (Levelized Cost Of Energy) real. Este dato está definido en el apartado 6.2.1 del Capítulo 6, y proporciona información del precio del kWh, teniendo en cuenta los costes fijos, variables, el capital inicial y los costes de operación y mantenimiento. En la siguiente gráfica se muestra los valores del LCOE de las diferentes tecnologías renovables en el año 2012 y la estimación para 2020.

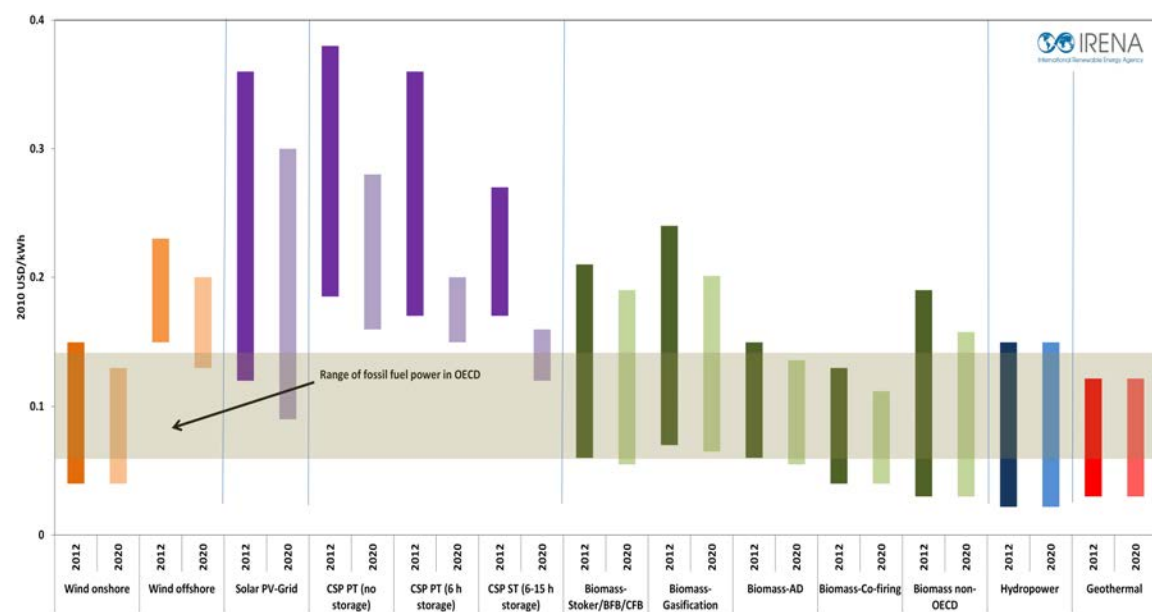


Figura 45. Valores de LCOE de diferentes energías renovables. [11]

Se observa que, por el momento, las energías obtenidas a partir del sol, fotovoltaica y termosolar, tienen los valores de LCOE más altos. Esto se debe a los altos costes de los componentes utilizados en estas centrales. Se espera que con el tiempo estos costes se abaraten sustancialmente. Para ello, países como Australia y Estados Unidos están invirtiendo en apoyo al desarrollo tecnológico de los sistemas termosolares, mediante políticas de subvención para reducir los costes de producción en los próximos años.

Para obtener el valor del LCOE real, se proporciona al programa una serie de datos que se muestran a continuación. En este caso, se ha optado por conservar los parámetros propuestos por defecto, que están basados en el sistema de subvenciones estadounidense.

Parámetros para el cálculo del LCOE	
Interés	10 %/año
Tiempo	10 años
Tasa de inflación	2,5 %/año
Subvención autonómica	20 %/año
Subvención del estado	7 %/año
Seguros	0,5 % del coste de instalación

Tabla 24. Parámetros para el cálculo del LCOE

Con estos parámetros, el programa obtiene los factores necesarios para calcular el LCOE real, los cuales se presentaron en la ecuación 6.3 del capítulo 6.

El valor del LCOE real obtenido tras la simulación es de:

LCOE Real (cents. €/kWh)	LCOE Real (cents. \$/kWh)
10,48	11,92

Tabla 25. LCOE Real en \$ y €

Comparando estos datos con los de la gráfica, se puede decir que es un valor bastante optimista, pero dentro del rango de soluciones reales. El hecho de que la central conste de un almacenamiento de 8 horas, favorece el descenso del precio por kWh generado, ya que la central es capaz de generar mayores cantidades de energía eléctrica durante los periodos diarios de demanda pico, que es cuando la electricidad se paga más cara y se generan más ingresos.

Para 2020, en algunos países se plantea la posibilidad de alcanzar un coste mínimo de generación de 6 cents. \$/kWh.

En segundo lugar, se detallan en la tabla 26 los costes de la central que se han considerado.

COSTES		
Costes directos		
Campo solar	230 \$/m ²	202,2 €/m ²
Sistema de fluido caloportador (HTF)	70 \$/m ²	61,54 €/m ²
Almacenamiento	70 \$/kWht	61,54 €/kWht
Central eléctrica	850 \$/kWe	747,25 €/kWe
Contingencia	1%	
Costes indirectos		
Coste total del terreno	1.600 \$/acre	3.953,69 €/ha
Costes de mantenimiento y operación		
Costes fijos según capacidad	70 \$/kW/año	61,54 €/kW/año
Coste total de la central	295.431.488 \$	259.719.989,5 €

Tabla 26. Costes estimados

Se han considerado los valores que el programa proporciona por defecto, debido a la dificultad que supone encontrar datos reales referentes a cada uno de los costes. En el caso de los costes del terreno, sí se ha podido realizar una estimación real del precio por hectárea.

La inversión inicial que se requiere es de 259,72 M€. Esta cantidad es bastante elevada, debido al sobredimensionamiento que se ha realizado del campo solar y a la gran capacidad de almacenaje del que se ha dotado a la central.

7.3 Conclusiones

La central termosolar con colectores cilindro parabólicos objeto de este proyecto, cuenta con una potencia instalada de 50 MW, generando anualmente un total de 173.320 MWh. A simple vista, parece un proyecto bastante costoso, pero amortizable con el tiempo y principalmente, capaz de suplir las necesidades energéticas de la población.

El objetivo de las plantas renovables es sustituir poco a poco las fuentes de energías convencionales como son los combustibles fósiles. La ubicación de la

planta se ha realizado en Toledo, lugar localizado en plena Meseta Central suponiendo este hecho una razón importante para la viabilidad del proyecto. La ausencia de accidentes geográficos tales como montañas o valles favorecen que la radiación solar alcance de forma más directa los receptores y durante un mayor periodo por día. Pero esta localización, ha sido meramente orientativa, ya que existen, obviamente, lugares en el planeta más adecuados para la construcción de plantas termosolares, donde la radiación solar incide en ángulos más favorables y en mayores cantidades como ocurre en el llamado Cinturon Solar, que incluye a todos los países situados a $\pm 35^\circ$ con respecto al Ecuador.

En aquellos países en vías de desarrollo que carecen de recursos naturales y/o de reservas fósiles, pero disponen de unos altos niveles de radiación solar anual, la energía termosolar es una opción para satisfacer su demanda y lograr independencia energética. Además se fomentaría la creación de empleo y se contribuiría a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El principal problema de las energías renovables reside en la dificultad para almacenar la energía, ya sea una vez generada o la energía fuente en sí. En este caso, la energía termosolar pone solución a este problema, pues permite almacenar la energía térmica en fluidos capaces de conservarla por periodos de tiempo relativamente largos como para satisfacer la demanda durante horas donde no hay radiación solar, y que de no ser por ello, la central permanecería completamente inactiva durante dichos espacios de tiempo. Por el momento, los sistemas de almacenamiento en plantas termosolares suponen una alternativa costosa, pero se espera que se abaraten sus costes a medida que se extienda el mercado del sector termosolar.

En el diseño de esta planta, se ha elegido un múltiplo solar de 2,25. Esto significa que el campo solar está sobredimensionado a más del doble. Normalmente, las centrales termosolares que utilizan colectores cilindro parabólicos están sobredimensionadas con un múltiplo solar de 2, con el objetivo de maximizar el rendimiento de la central y tratar de satisfacer la demanda. En esta ocasión, el múltiplo solar elegido para su configuración es superior a 2 puesto que la capacidad de almacenamiento de energía térmica también es ligeramente superior

al resto de centrales. Por esa razón, al disponer de un sistema de almacenamiento de 8 horas, se consigue aumentar la producción del ciclo de potencia, aumentando a su vez el múltiplo solar.

7.4 Líneas de investigación actuales

Son numerosos los estudios que se siguen llevando a cabo en el terreno de la energía termosolar. Dentro de la concentración con colectores cilindro parabólico se está investigando en diversas ramas. No se centra solamente en la mejora de las tecnologías existentes o en la incorporación de nuevos métodos, si no en las aplicaciones que tiene la energía termosolar con colectores cilindro parabólicos. Hasta el momento, los colectores cilindro parabólicos mayoritariamente se habían empleado para la producción eléctrica en centrales, pero se espera que en un futuro no muy lejano, amplie su presencia en otros sectores como la industria, o para satisfacer las necesidades eléctricas o de agua caliente en invernaderos y refrigeración. Esto supondría un gran salto para el sector termoeléctrico y permitiría desarrollar tecnologías más adecuadas para estos campos más accesibles para el consumidor.

Por otro lado, la posibilidad de combinar la energía termosolar con la biomasa, eólica o biogás ofrece muchas más posibilidades de generación y mejora de rendimientos.

Dentro de las mejoras que se están llevando a cabo de los componentes de las plantas termosolares están:

- Incremento de la apertura de los captadores cilindro parabólicos en un 25%. Esto va a permitir reducir la cantidad de colectores necesarios, disminuyendo así el tamaño del campo solar y por tanto, el coste de la planta.
- Empleo de sales fundidas como fluido caloportador en el campo solar.
- Implementación y mejora de los sistemas de seguimiento, control y detección de fallos.

- Mayor durabilidad de los tubos receptores.

7.5 Futuros estudios

Una vez realizado el estudio, hay diversas formas de probar su viabilidad y adaptación a distintas localizaciones.

En primer lugar, se podría considerar la posibilidad de emplear sales fundidas como fluido caloportador en el campo solar. Esto supondría un ahorro en la inversión inicial, ya que no sería necesario el intercambiador entre el aceite térmico proveniente del campo solar y las sales fundidas empleadas en el bloque de almacenamiento, al tratarse de un mismo fluido. También habría que modificar entonces el tubo receptor empleado, y se podría utilizar, por ejemplo, el modelo SCHOTT PTR-70 Advance adaptado al uso de sales fundidas como fluido térmico en el campo solar.

Por otro lado, existen actualmente otros colectores cilindro parabólicos en el mercado, pero que no están disponibles aún para la simulación con el programa utilizado. Estos nuevos colectores, como el Senertrough-2, ofrecen mejores prestaciones, y fundamentalmente, una mayor capacidad de apertura del colector, teniendo el campo solar, por tanto, un mayor rendimiento.

Además, se podría centrar más el estudio en la eficiencia óptica del campo solar, puesto que no se han tenido en cuenta las pérdidas ópticas a nivel experimental. Se puede realizar una estimación detallada de las pérdidas, más allá de las indicadas por defecto por el programa.

En un futuro, con la incorporación de nuevas tecnologías y nuevas aplicaciones, se podría barajar la posibilidad de sustituir el complemento de aporte de combustible fósil, por un ciclo combinado por biomasa y evaluar entonces la producción de la planta, así como su viabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres. 2010. Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A. doi 10.3334/CDIAC/00001_V2010.
- [2] Real Decreto 661/2007, BOE núm.126, 2007[en línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf> [Consulta: 7 junio 2016]
- [3] Ley 15/2012 de 27 de diciembre, BOE núm. 312, 2012 [en línea]. Disponible en: <http://www.boe.es/boe/dias/2012/12/28/pdfs/BOE-A-2012-15649.pdf> [Consulta: 7 junio 2016]
- [4] Real Decreto 413/2014, BOE núm. 140, 2014 [en línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf> [Consulta: 7 junio 2016]
- [5] UNE 206010:2015, AENOR, 2015 [en línea]. Disponible en: <http://www.aenor.es/aenor/normas/normas/fichanorma.asp?tipo=N&codigo=N0054691-.V1daM1fEQVk> [Consulta: 7 junio 2016]
- [6] OECD/International Energy Agency (IEA), *Key World Energy Statistics*. France: Chirat, November 2015. [E-book] Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/key-world-energy-statistics-2015.html>
- [7] U.S. Energy Information Administration (EIA), *International Energy Statistics*. October,2008 [en línea]. Disponible en: <http://www.eia.gov> [Consulta: 7 junio 2016]
- [8] INOGATE [en línea]. Disponible en: <http://www.inogate.org> [Consulta: 25 mayo 2016]
- [9] The World Factbook 2016-17. Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2016. [en línea] Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>
- [10] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA)-POWER REACTOR INFORMATION SYSTEM (PRIS) [en línea]. Disponible en: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx> [Consulta: 27 mayo 2016]
- [11] IRENA [en línea]. Disponible en: <http://www.irena.org> [Consulta: 27 mayo 2016]
- [12] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Secretaría General Técnica, Subdirección de Desarrollo Normativo, Informes y Publicaciones, Centro de Publicaciones, *La Energía en España 2014*, 1ª Ed. Madrid: Discript Preimpresión, S.L, 2015.

- [13] VILLASANTE, Cristóbal, Tekniker-ik4, 2010. Tecnologías solares termoelectricas. En: *Energías renovables. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Eibar. Universidad del País Vasco*. [en línea]. Disponible en: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/termoelectrica/revision/revision.html> - revision [Consulta: 15 mayo 2016]
- [14] TORRESOL ENERGY [en línea]. Disponible en: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/home/en> [Consulta: 15 mayo 2016]
- [15] NOVATEC SOLAR [en línea]. Disponible en: <http://www.novatecsolar.com/106-1-Start.html> [Consulta: 15 mayo 2016]
- [16] Plataforma Solar de Almería (PSA) [en línea]. Disponible en: <http://www.psa.es/es/index.php> [Consulta: 15 mayo 2016]
- [17] SOLARPACES [en línea]. Disponible en: <http://www.solarpaces.org> [Consulta: 15 mayo 2016]
- [18] OPEX-ENERGY [en línea]. Disponible en: <http://opex-energy.com/termosolares/index.html> [Consulta: 27 mayo 2016]
- [19] SYSTEM ADVISOR MODEL 2016.3.14 (SAM 2016.3.14). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Disponible en: <https://sam.nrel.gov/download> [Consulta: 6 junio 2016]
- [20] SYSTEM ADVISOR MODEL'S HELP SYSTEM 2015.6.30. (SAM'S HELP SYSTEM 2015.6.30) User manual. National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO.
- [21] Apuntes de ingeniería térmica. Universidad Carlos III de Madrid, EPS, 2014.
- [22] ENERGYPLUS [en línea]. Disponible en: https://energyplus.net/weather-location/europe_wmo_region_6/ESP//ESP_Toledo.082720_SWEC [Consulta: 28 mayo 2016]
- [23] PVGIS, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport [en línea]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe> [Consulta: 23 marzo 2016]
- [24] NASA Surface meteorology and solar energy - Location, Atmospheric Science Data Center [en línea]. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=vkgnana40gmail.com> [Consulta: 23 marzo 2016]
- [25] M. Geyer, E. Lüpfert, R. Osuna, A. Esteban, W. Schiel, A. Scheweitzer, E. Zarza, P. Nava, J. Langenkamp, E. Mandelberg, "EuroTrough- Parabolic trough collector developed for cost efficient solar power generation".

- Presentado a: *11th Int. Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies*, Zurich, Switzerland, Septiembre 2002 [en línea]. Disponible en:
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.198.4902&rep=rep1&type=pdf> [Consulta: 5 mayo 2016]
- [26] National Renewable Energy Laboratory (NREL) [en línea]. Disponible en: <http://www.nrel.gov> [Consulta: 28 mayo 2016]
- [27] Abengoa Solar [en línea]. Disponible en: <http://www.abengoasolar.com> [Consulta: 7 junio 2016]
- [28] SCHOTT solar, "SCHOTT PTR 70 Receiver", SCHOTT solar CSP GmbH, Alemania, Octubre 2013 [en línea]. Disponible en: <http://www.schott.com/csp/english/schott-solar-receivers.html> [Consulta: 12 mayo 2016]
- [29] SIEMENS SOLAR [en línea]. Disponible en: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/fossil-power-generation/steam-turbines/sst-700.htm-content=Description> [Consulta: 12 mayo 2016]
- [30] SENER [en línea]. Disponible en: <http://www.poweroilandgas.sener/en/solar> [Consulta: 12 mayo 2016]
- [31] CIESOL [en línea]. Disponible en: <http://www.ciesol.es> [Consulta: 24 mayo 2016]
- [32] BECHTEL [en línea]. Disponible en: <http://www.bechtel.com/projects/> [Consulta: 24 mayo 2016]
- [33] W. Short, D. J. Packey and T. Holt, "A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies", NREL, Estados Unidos, Informe Técnico NREL/TP-462-5173, Marzo 1995
- [34] M. J. Montes, A. Abánades, J.M. Martínez-Val and M. Valdés, "Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors", E.T.S.I. Industriales-U.N.E.D. E.T.S.I Industriales-U.P.M., España.
- [35] M.J. Wagner, P. Gilman, "Technical manual for the SAM physical trough model", NREL, Estados Unidos, Informe técnico NREL/TP-5500-51825, Junio 2011
- [36] PROTERMOSOLAR [en línea]. Disponible en: <http://www.protermosolar.com> [Consulta: 12 mayo 2016]
- [37] Banco de España [en línea]. Disponible en: <http://www.bde.es/bde/es/> [Consulta: 27 abril 2016]
- [38] ENDESA EDUCA [en línea]. Disponible en: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/ [Consulta: 12 mayo 2016]

- [39] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, (CNMC) [en línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/es-es/energía/sobreenergía.aspx> [Consulta: 27 mayo 2016]
- [40] INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR NATURAL GAS, (CEDIGAZ) [en línea]. Disponible en: <http://www.cedigaz.org> [Consulta: 27 mayo 2016]
- [41] ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DEL GAS, (SEDIGAS) [en línea]. Disponible en: <https://www.sedigas.es> [Consulta: 27 mayo 2016]
- [42] Energía Nuclear [en línea]. Disponible en: <http://energia-nuclear.net> [Consulta: 14 mayo 2016]
- [43] LENTECH BV [en línea]. Disponible en: <http://www.lenntech.es/efecto-invernadero/combustibles-fosiles.htm> [Consulta: 14 mayo 2016]
- [44] Redacción BBC. "El legado tóxico de la revolución industrial", *BBC Mundo*, 1-7-2012 [en línea]. Disponible en: http://www.bbc.com/mundo/noticias/2012/07/120626_inglaterra_revolucion_industrial_contaminacion_lp.shtml [Consulta: 27 mayo 2016]
- [45] FIZ Karlsruhe, "Solar thermal power plants Utilising concentrated sunlight for generating energy ", BINE Information Service, Federal Ministry of Economics and Technology, Alemania, Informe técnico BINE-Themeninfo II/2013, 2013
- [46] D. Kearney, B. Kelly, R. Cable, N. Potrovitza, U. Herrmann, P. Nava, R. Mahoney, J. Pacheco, D. Blake, H. Price, "Assessment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field", The American Society of Mechanical Engineers (ASME), *Journal of Solar Energy Engineering*, 125(2), pp. 170-176, mayo 2003.
- [47] C. Turchi, M. Mehos, C.K. Ho, G. J. Kolb, "Current and future cost for parabolic trough and power tower system in the US market". Presentado a: *SolarPACES 2010*, Perpignan, France, September 2010 [en línea]. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49303.pdf> [Consulta: 12 mayo 2016]
- [48] Lorenzana Gaona. *Diseño y optimización de una planta termosolar con concentradores cilindro-parabólicos*. Proyecto fin de carrera. Lugar: Universidad Carlos III de Madrid EPS, Leganés, 2013 [en línea]. Disponible en: <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/17161%5B> [Consulta: 1 junio 2016]
- [49] Ciria Repáraz. *Análisis de la tecnología de concentración solar mediante colectores cilindro parabólico parabólicos para generación eléctrica*. Proyecto fin de carrera. Lugar: Escuela Univesitaria Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza [en línea]. Disponible en: <http://zaguan.unizar.es/record/5454/files/TAZ-PFC-2010-396.pdf> [Consulta: 1 junio 2016]

- [50] Olivares Saiz. *Central solar termoeléctrica de 49,9 MWe con almacenamiento térmico*. Proyecto fin de carrera. Lugar: Universidad Carlos III de Madrid EPS, Leganés, 2012 [en línea]. Disponible en: <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/16312> [Consulta: 1 junio 2016]
- [51] Serrano García. *Cálculo, diseño y análisis de una central termosolar de colectores cilíndrico-parabólicos operando con sales fundidas*. Proyecto fin de carrera. Lugar: Universidad Carlos III de Madrid EPS, Leganés, 2012 [en línea]. Disponible en: <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/14683> [Consulta: 29 junio 2016]
- [52] J. Valdivia Díaz. *Elaboración de una guía de diseño para centrales termosolares*. Trabajo de Fin de Grado. Lugar: Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2015 [en línea]. Disponible en: <http://upcommons.upc.edu/handle/2117/81500> [Consulta: 29 junio 2016]
- [53] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, Comunidad de Madrid, S. García Garrido, S. Remke, E. Zarza Moya, T. Domínguez Autrán, S. Arias, ACS-Cobra Energía, R. Sánchez Martín, J.R. Fernández García-Revilla, V. Fernández Quero, *Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica*. Madrid: Gráficas Arias Montano, S. A., 2012. [E-book] Disponible en: <http://www.fenercom.com/pages/publicaciones/publicacion.php?id=174>



ANEXOS

- Anexo I: Ficha técnica Turbina SIEMENS SST-700
- Anexo II: Ficha técnica Hitec Solar Salt



SST-700 industrial steam turbines

Up to 175 MW

The SST-700 is a mid-range dual-casing turbine designed and manufactured to meet the specific demands of power generation in condensing and back-pressure applications.

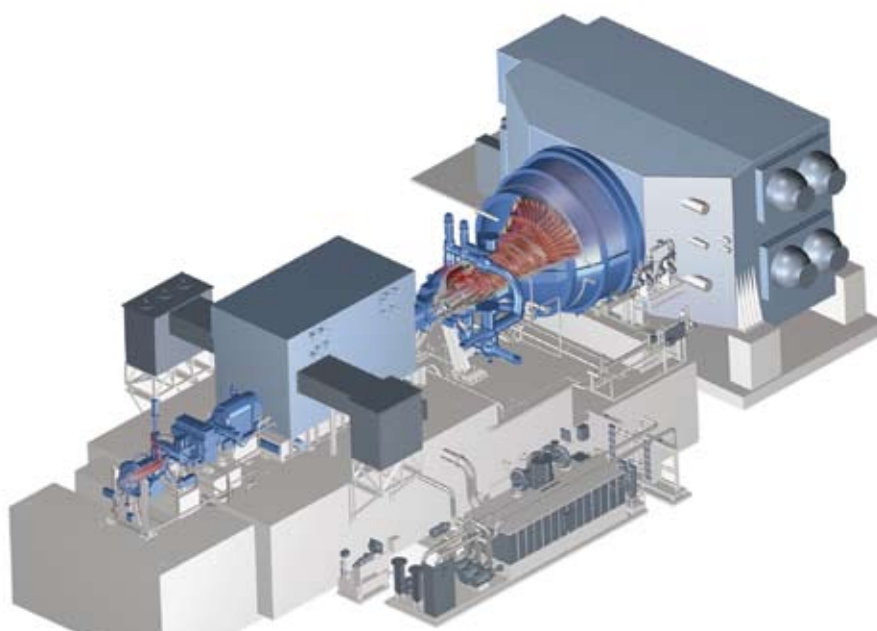


SST-700 IP turbine at the Solnova 1 CSP plant near Sanlúcar la Mayor, Spain.

Typical applications for the SST-700 include:

- Combined-cycle plants
- Solar thermal plants
- Fossil-fuel steam plants
- Waste-to-energy plants
- District-heating plants
- Oil and gas industry
- Industrial plants

For increased efficiency, the SST-700 can also be used in a reheat configuration, where heat is added in a single or double reheat configuration to the steam cycle at a higher average temperature than to a non-reheat cycle.



Industrial Steam Turbines

Answers for energy.

SIEMENS

Design features

The SST-700 is a dual-casing turbine consisting of one high-pressure turbine (HP) and one low-pressure turbine (LP). The two modules can be combined to provide the optimal configuration for a specific application, or each module can be utilized independently, e.g. the high-pressure module can be used as a separate back-pressure unit. As an alternative to the HP turbine, a high-pressure/intermediate pressure (HP/IP) turbine can be used, specially developed for daily cycling and ultrarapid starts, as demanded by the solarthermal process. Optionally a double reheat can be realized, for increased efficiency of the water-steam cycle.

This division of the SST-700 steam expansion into two different modules optimizes the use of large changes in volumetric flow from inlet to outlet. The use of two separate modules operating at different and optimized speeds is the most successful design for large expansion coefficients, as is the case for both high live-steam data and large low-pressure exhaust steam flows.



SST-700 LP module for the Andasol CSP plant in Spain.



SST-700 HP Turbine module in the German workshop.

Turbine casing

The configuration of the SST-700 turbine permits considerable operational flexibility. Its symmetrical casing and small hot-part dimensions result in low thermal and mechanical inertia and enable the SST-700 to accept very short start-up times and rapid load changes, corresponding perfectly to the needs of the industrial user or the requirements of a solarthermal plant.

Each SST-700 turbine is built from a series of proven standard modules, each contributing to high reliability and availability. The resulting versatility enables the turbine to cover a wide field of applications and a broad power range, by selecting optimal size from standard HP and LP modules.

Shaft-line arrangement

The turbine arrangement can meet any project-specific requirement on shaft-line layout, but the standard arrangement is an "in-line arrangement" where the HP turbine and the speed-reducing gear are on one side of the generator and the direct-drive LP turbine and the condenser on the other side.

The speed-reducing gears are taken from the existing ranges of world-class gear manufacturers and have proven high reliability and performance.

Inlet systems and steam extractions

Although the modules are standardized, the steam path, extraction/admission location, size and inlet systems are customized to fit the specific requirements of each project.

Optimum performance is assured by choosing dimensions for each cylinder appropriate to volumetric flow and by using two different and optimized speeds for the HP and LP turbines. Internally controlled process steam extraction provides a constant extraction pressure over a broad range of steam flows, a feature that makes the SST-700 steam turbines both flexible and easy to operate. Bleed extractions are available and can be equipped with external pressure control valves.

Blading

The use of the latest blading manufacturing technology enhances the performance capability. The use of advanced and proven condensing last stage blades, covering a range of 1.7 – 11 m² (18.3 – 118.4 sq.ft.), is another factor in achieving high efficiency.

Exhaust

Condensing turbines feature as standard an axial exhaust connected to an in-line water-cooled condenser or connected to an air-cooled condenser. The axial exhaust saves foundation height and cost and improves efficiency.

Downwards-directed exhausts for underslung condensers are available as an option. Although the modules are standardized, the steam path, extraction/admission location, size and inlet systems are customized to fit the specific requirements of each project.

Technical data



Technical data

- Power output up to 175 MW
 - Speed 3,000–13,200 rpm
 - Live steam conditions:
Pressure up to 165 bar/2,395 psi
Temperature up to 585°C/1,085°F
 - Bleed up to 120 bar/1,740 psi
 - Controlled extraction (single or double):
Pressure up to 40 bar/580 psi
Temperature up to 415°C/780°F
 - Exhaust steam conditions:
Back pressure up to 40 bar/580 psi
Condensing up to 0.6 bar/8.5 psi
District heating up to 3 bar/45 psi
- All data are approximate and project-related.



Final rotor assembly for the SST-700 to serve in the Amsterdam Waste-to-Heat facility

Design features

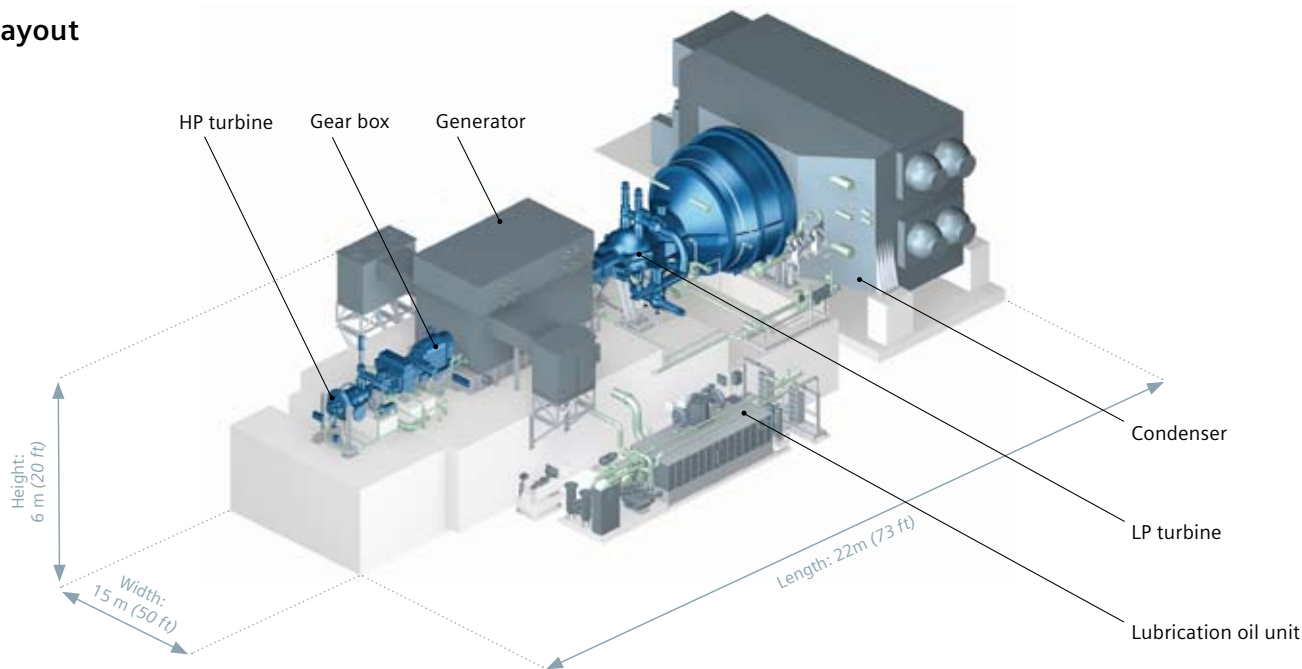
- Dual-casing
- Modular
- Flexible
- Customized steam path
- Axial or radial exhaust
- Thermoflexible design
- Double reheat*
- Proven

Benefits

- Compact plant layout
- Wide application range
- High efficiency
- High reliability/availability
- Simple foundation
- Short start-up time

* 1% higher efficiency than the traditional model

Turbine layout



Installation and maintenance

Our proven installation and maintenance concept lowers maintenance cost by enabling easy access to the installed components – the turbine, gearbox, generator and auxiliaries.

The arrangement with all components, such as steam turbines, gears, generator and condenser in one plane, reduces foundation and building costs considerably. Turbines, gear and generator are all completely assembled when leaving our factory, minimizing the time and manpower needed for field erection. The availability of equipment is enhanced by the simplicity in design and minimum requirement for maintenance. Bearings, for example, can be inspected without lifting the turbine casing.

As all SST-700 turbines are prepared for remote monitoring, Siemens offers service contracts for condition-based maintenance, customized for the specific operating status of each machine to reduce outage and overhaul costs. The remote monitoring technology gives customers fast telephone and online help from expert personnel.

Additionally, we offer comprehensive and rapid spare-part service, repairs and maintenance solutions designed to increase the reliability and availability of the plant. Long-term maintenance contracts assure prolonged plant operation at predefined costs.

Our service solutions are based on long experience gained from a substantial global fleet. This experience is incorporated systematically into our design and manufacturing as well as our service and maintenance practice, ensuring that we remain your reliable partner.



Installing the SST-700 LP turbine on the concentrated solar power plant in Boulder City, Nevada, USA.

Reference examples

SST-700 has been sold for a rich variety of applications around the world. The following references exemplify this versatility of application.



Amsterdam, Netherlands: AEB's waste fired power plant uses a 74 MW(e) extraction condensing turbine in reheat configuration.



Lebrija, Spain: The Andalusian concentrated solar power (CSP) plant is one of the more than 40 CSP projects worldwide, where a SST-700 reheat steam turbine was chosen.

Published and copyright 2011:
Siemens AG
Energy Sector
Freyeslebenstrasse 1
91058 Erlangen, Germany

Siemens AG, Energy Sector
Oil & Gas Division
Wolfgang-Reuter-Platz
47053 Duisburg, Germany

Siemens Energy Inc.
10730 Telge Road
Houston, Texas 77095, USA

For more information, please contact our
Customer Support Center.

Phone: +49 180 524 70 00
Fax: +49 180 524 24 71
(Charges depending on provider)
E-mail: support.energy@siemens.com

Oil & Gas Division
Order No. E50001-W410-A112-X-4A00
Printed in Germany
Dispo 34806, c4bs 7477 bdk 19129
P WS 01112.

Printed on elementary chlorine-free
bleached paper.

All rights reserved.
Trademarks mentioned in this document are
the property of Siemens AG, its affiliates
or their respective owners.

Subject to change without prior notice.
The information in this document contains
general descriptions of the technical options
available, which may not apply in all cases.
The required technical options should therefore
be specified in the contract.



HITEC[®] Heat Transfer Salt

Coastal Chemical Co., L.L.C.
Brenntag Company
5300 Memorial Drive,
Suite 250
Houston, TX 77007
Phone: 713-865-8787
Fax: 713-865-8788



TABLE OF CONTENTS

	Page
INTRODUCTION	3
PROPERTIES	3
Freezing Point	3
Electrical Resistivity	3
Thermal Stability	3
Viscosity – Figure 1	4
Thermal Conductivity	4
Heat Transfer Coefficient	4
Thermal Expansion	4
Specific Heat and Latent Heat	4
Density – Figure 2	5
Comparison of HITEC and Air – Table I	5
Total Heat – Figure 3	6
Thermal Conductivity – Figure 4	6
Efficiency	7
MATERIALS OF CONSTRUCTION	7
Corrosion of Metals by HITEC – Table II	7
Equipment Design	8
PRECAUTIONS IN USE	8
Combustion Hazard	8
PERSONAL SAFETY AND FIRST AID	9
Health Hazards	9
Safety Precautions and First Aid	9
STORAGE AND HANDLING	9
CUSTOM BLENDED SALTS	9
SERVICES	10
HITEC® BRIQUETTES	10
SOLAR HEAT TRANSFER SALT	10
NOTES	10

NOTICE: HITEC® IS A STRONG OXIDIZER. CONTACT WITH OTHER MATERIAL MAY CAUSE FIRE. IT CAN CAUSE IRRITATION. See Personal Safety and First Aid on page 8.

The information set forth herein is furnished free of charge and is based on technical data that Coastal believes to be reliable. It is intended for use by persons having technical skill and at their own discretion and risk. Since conditions of use are outside our control, we make no warranties, express or implied, and assume no liability in connection with any use of this information. Nothing herein is to be taken as a license to operate under or a recommendation to infringe any patents.

INTRODUCTION

With the increased use of high-temperature operations, the chemical and petroleum process industries need an economical, efficient, heat transfer medium that is between steam and direct-fire heating. To help meet this need, the Coastal Chemical Company offers HITEC* heat transfer salt (formerly HTS).

Freshly prepared HITEC is a white, granular solid; when melted, pale yellow. HITEC is an eutectic mixture of water-soluble, inorganic salts of potassium nitrate, sodium nitrite and sodium nitrate. It is a heat transfer medium for heating and cooling between 300-1100°F (149-538°C) that is used in process operations, such as reactor temperature maintenance, high-temperature distillation, reactant preheating, rubber curing, and rotational molding.

Spinnerettes, spinning heads, strainers, extruder screws and other polymer handling equipment may be cleaned of polymers by immersion in a molten oxidizing eutectic salt mixture such as HITEC. This procedure has the obvious advantage of oxidizing the polymer from precision surfaces at relatively low temperatures with negligible corrosion, pitting or dimension change.

HITEC is used because it has a low melting point (288°F, 142°C), high heat transfer coefficient, thermal stability, and low cost. It is nonfouling – a commonly recognized defect of many organic heat transfer media. HITEC is nonflammable, nonexplosive and evolves no toxic vapors under recommended conditions of use.

HITEC keeps investment and operating costs to a minimum. It can be used at atmospheric pressure which eliminates the necessity for expensive, high-pressure equipment. It has a low degree of corrosivity toward common materials of construction. Plain carbon steel, for example, can be used for installations that operate up to 850°F (454°C).

Because of the high heat transfer coefficients and high heat capacity of HITEC, equipment size and surface areas for heat transfer can be held to a minimum. Maintenance and power costs for circulating the salt are correspondingly low.

PROPERTIES

FREEZING POINT

The freezing point of fresh HITEC heat transfer salt is 288°F (142°C). Therefore it can be melted readily by plant steam at a pressure as low as 50 psig. A small amount of moisture sharply reduces the freezing point. Therefore, to determine it accurately, the salt should be melted and dried at about 480°F (249°C). This may cause effervescence or frothing, depending on the amount of moisture. Suitable precautions should be taken to protect personnel from spattering by the hot, molten salt.

VISCOSITY

The viscosity of molten HITEC was measured at 300-820°F (149-438°C); these data were extrapolated to 1000°F (538°C) as shown in Figure 1.

ELECTRICAL RESISTIVITY

The electrical resistivity of molten HITEC is $1.7 \Omega \cdot \text{cm}$, which is approximately midway between water ($25 \times 10^6 \Omega \cdot \text{cm}$) and mercury ($95.9 \times 10^{-6} \Omega \cdot \text{cm}$).

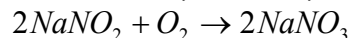
THERMAL STABILITY

HITEC heat transfer salt is very stable; without contaminants the salt mixture gives many years of excellent service at temperatures up to about 850°F (454°C). Between 850° and 1000°F (454 and 538°C) [the maximum recommended operating temperature for HITEC] the salt, when used in a closed system, undergoes a slow thermal breakdown of the nitrite to nitrate, alkali metal oxide, and nitrogen:



Nitrogen gas evolves slowly and the freezing point of the salt mixture gradually rises. Above 1500°F (816°C) nitrogen evolves so rapidly that the molten salt appears to boil. Decomposition ceases as soon as the source of heat is removed, which indicates the decomposition reaction is endothermic.

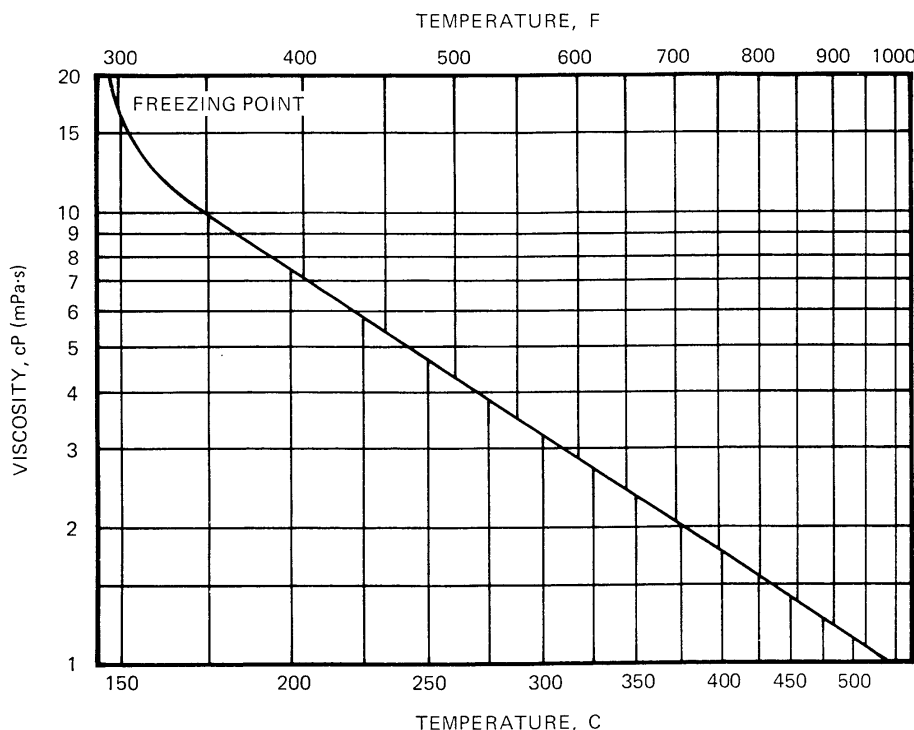
When HITEC is used in an open system, in contact with the air, and in the higher operating range between 350 and 1000°F (454-538°C), the nitrite is slowly oxidized by atmospheric oxygen:



Other lesser reactions under these conditions which gradually alter the composition of the salt mixture are (1) the absorption of carbon dioxide to form carbonates which may precipitate and (2) the absorption of water vapor to form alkali metal hydroxides. These reactions which tend to raise the freezing point can be eliminated by blanketing the molten salt with nitrogen

*Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Coastal Chemical Company

FIGURE 1
VISCOSITY OF LIQUID HITEC®



DENSITY

In Figure 2, by drawing a straight line from the temperature through the reference point, density can be read in g/ml (Mg/m^3), lb/ft³, or lb/U.S. gal.

THERMAL CONDUCTIVITY

Thermal conductivity measurements (Figure 4) on HITEC* heat transfer salt have been reported.^a A value of 0.35 Btu•ft/ft²•h•F independent of temperature at 468-689°F (242-365°C) was obtained using a parallel-plate, variable sample gap apparatus.^b Battelle Memorial Institute, in a similar apparatus, extended the temperature range and obtained a value of 0.33 Btu•ft/ft²•h•F independent of temperature at 400-900°F (204-482°C).^c

An earlier Russian article^d reported values at 302-932°F (150-500°C) that ranged from 0.26 to 0.17 Btu•ft/ft²•h•F.

HEAT TRANSFER COEFFICIENT

Heat transfer coefficients (h) for HITEC (that flows in turbulent motion inside horizontal, circular, iron pipes) have been determined at 580-960°F (304-516°C) at linear velocities up to 6 ft/sec.^e Data on the thermal conductivity of HITEC were lacking; therefore, the experimental results were correlated with

$\frac{hD}{\mu^{0.4}}$. Since this work was published, additional determinations of the coefficient were reported^f which apparently utilized a more accurate apparatus than that used

earlier. The data were correlated using the Colburn j function,

$$\left(\frac{h}{C_p G}\right) \left(\frac{C_p \mu}{k}\right)^{2/3}. \text{ The variables were reported to range:}$$

Reynolds modulus (N_{Re}), $\frac{DG}{\mu}$	4850-24,710
Prandtl modulus (N_{Pr}), $\frac{(C_p \mu)}{k}$	4.2-9.1
Average fluid temperature, F	552-828
C	289-442
Heat Flux	62,800-194,500 Btu/hr•ft ²

Under these conditions, the heat transfer coefficient varied from 800-2900 Btu/hr•ft²•F. In heat transfer applications, HITEC behaves as a normal fluid and the standard correlations may be used in designing heat exchange equipment.

THERMAL EXPANSION

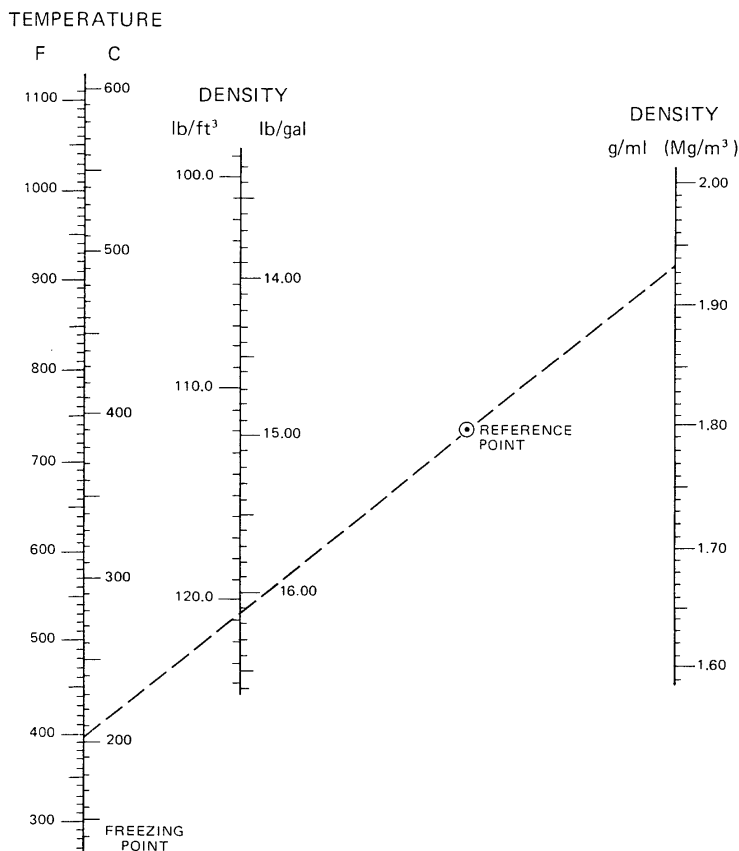
The coefficient of linear thermal expansion for solid HITEC is $2.85 \times 10^{-5}/\text{F}$ ($5.13 \times 10^{-5}/\text{C}$)^g. The coefficient of cubical thermal expansion for liquid HITEC is $2.016 \times 10^{-4}/\text{F}$ ($3.629 \times 10^{-4}/\text{C}$)^h.

SPECIFIC AND LATENT HEAT

The total heat of HITEC was measured calorimetrically at 70-1100°F (21-593°C). The slopes of the total heat-temperature lines (Figure 3) indicate the specific heat of solid HITEC is 0.32 cal/g•C (Btu/lb•F) and the melt, 0.373. Latent heat of fusion is about 20 cal/g (35 Btu/lb).

*Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Coastal Chemical Co.

FIGURE 2
DENSITY OF LIQUID HITEC®



NOTE: TO FIND DENSITY, DRAW A STRAIGHT LINE FROM DESIRED POINT ON TEMPERATURE SCALE THROUGH THE REFERENCE POINT.

TABLE I
COMPARISON OF HITEC* AND AIR AS HEAT TRANSFER FLUIDS

	HITEC	3 atm. press.	AIR 10 atm. press.
Pressure drop/100 ft	3.5 lb/in ²	3.5 lb/in ²	3.5 lb/in ²
Flow Rate for each tube	6000 lb/hr	185 lb/hr	360 lb/hr
Heat Carrying Capacity/tube	111,900 Btu/hr	2310 Btu/hr	4500 Btu/hr
No. of 1" tubes required to transfer 111,900 Btu/hr at 50°F (28°C) temperature difference	1	48.5	25
Total lb/hr	6000	8970	8970
Theroetical HP required to overcome friction	0.014	24.1	7.2
Individual coefficient of heat transfer	858	28	40
Basis of comparison:			
<ul style="list-style-type: none"> fluid conduit: 1" I.D. tubes average fluid temperature: 800°F (427°C) pressure drop due to friction: 3.5 lb/in² for each 100 ft. of tubing difference between inlet and outlet fluid temperatures: 50°F (28°C) 			

*Reg. U.S. Patent. & Tm. Off., Coastal Chemical Company

FIGURE 3

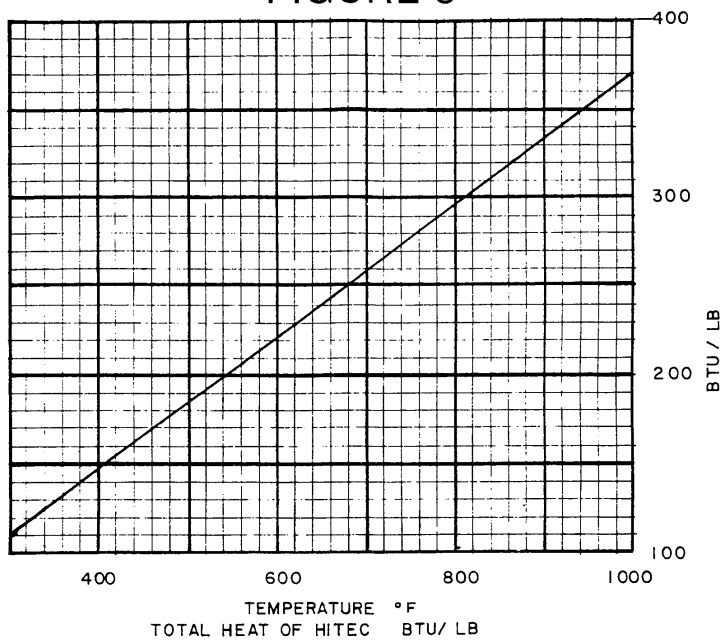
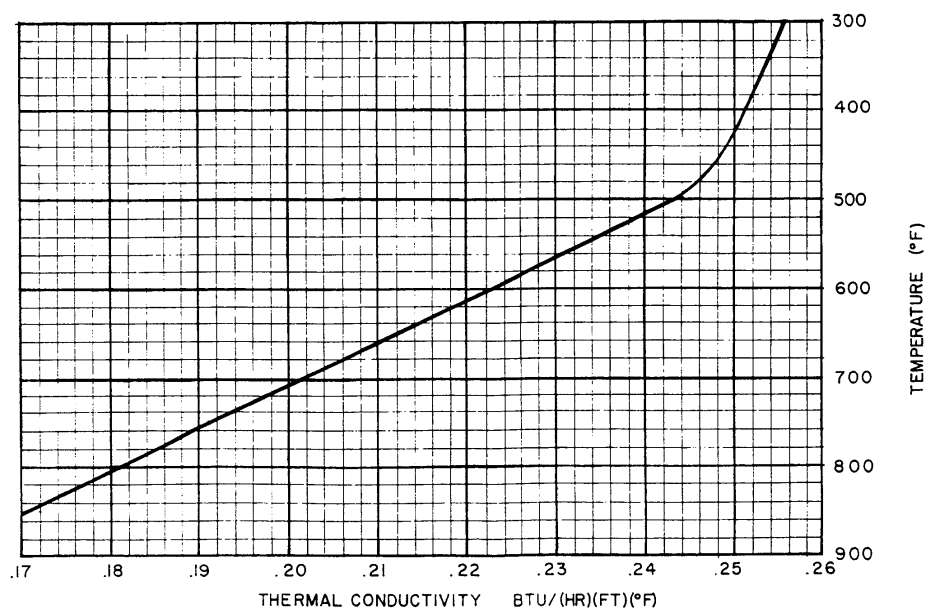


FIGURE 4



EFFICIENCY

The efficiency of HITEC* heat transfer salt can be directly compared to hot air or flue gas on a performance basis (Table I).

Exposure, hr	Corrosion rate, in. penetration/mo.
--------------	-------------------------------------

MATERIALS OF CONSTRUCTION

46	0.00076
92	0.00054
163	0.00040
236	0.00030

Equipment of plain carbon steel is used satisfactorily with HITEC to 850°F (454°C). More resistant alloys are recommended for higher operating temperatures (Table II).

The data at 1058°F (570°C) in Table II indicate that corrosion of stainless steel decreases during exposure. This effect was further examined for Carpenter 20 test pieces by cleaning, weighing, and measuring the pieces before exposing at 1058°F (570°C) for an additional period:

Copper equipment has been used satisfactorily with HITEC at moderate temperatures. In a copper reaction vessel heated with HITEC which had been in operation for 2 years at 600°F (316°C), the only change observed was complete annealing of the metal.

A black film formed on a test coupon of cast iron on exposure to HITEC at 600-800°F (316-427°C), and the attendant gain in weight was indicative of a reaction between HITEC and the carbon in the iron. Therefore, the use of cast iron equipment with HITEC is not recommended because of the possibility of embrittlement of the metal and/or fissuring.

TABLE II
CORROSION OF METALS BY HITEC

TABLE II CORROSION OF METALS BY HITEC							
Metals		Corrosion Rate, Inches Penetration Per Month					
	612°F 322°C	785°F 418°C	850°F 454°C	1000°F 538°C		1058°F 570°C	1100°F 593°C
					1 st Period	2 nd Period	
Steel – open hearth (ASTM A273, A274)	-	-	0.0003	0.01 to 0.002	-	-	0.01 to 0.05
Alloy steel – 15-16% chromium iron	-	-	-	0.0000	-	-	-
Stainless Steels							
Type 304	-	-	-	0.0007	-	-	-
Type 304L	-	-	-	0.006	-	-	-
Type 309 (annealed)	0.00002	0.00001	0.0000	-	0.00110	0.00064	-
Type 309 Cb	-	-	-	-	0.00156	0.00094	-
Type 310	-	-	-	-	0.00117	0.00077	-
Type 316	-	-	-	0.0000	-	-	-
Type 321	-	-	-	-	0.00111	0.00056	-
Type 347	-	-	-	0.0004	0.00109	0.00068	-
Type 446	-	-	-	-	0.00146	0.00072	-
Inconel ¹	-	-	-	0.0000	0.00153	0.00151	-
Carpenter 20	-	-	-	-	0.00097	0.00059	-
Hastelloy ² B	0.00011	0.000003	-	-	-	-	-
Monel ¹	-	-	-	0.0001	-	-	-
Bronze	0.00006	0.00008	0.0001	-	-	-	-
Phosphorized Admiralty	0.00006	0.00005	0.0001	-	-	-	-
Copper	-	-	-	0.03	-	-	-
Nickel	-	-	-	-	-	-	0.0025
¹ Reg. U.S. Pat & Tm.. Off., Huntington Alloy Products Division, The International Nickel Co., Inc.							
² Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Cabot Corporation							

¹ Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Huntington Alloy Products Division, The International Nickel Co., Inc.

² Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Cabot Corporation

*Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Coastal Chemical Company

Stainless-steel equipment, however, may be used at temperatures over 1000°F (538°C). Seamless, stainless tubing had no visible corrosive attack after almost continuous exposure to circulating HITEC* for 10 months at 930-1020°F (499-549°C).

EQUIPMENT DESIGN

Flat-faced flanged fittings are generally satisfactory for piping to carry HITEC, but tongue-and-groove type fittings are recommended for severe applications. Welded pipe bends and connections should be used whenever possible. Piping should be laid out so that the molten salt will drain by gravity to the storage reservoir when the unit is shut down. Exposed salt lines and valves should be insulated to prevent excessive radiation of heat, although for some high temperature applications, it is necessary to use valves fitted with radiation fins to protect the packing glands. Salt lines and valves should be traced or steam jacketed to prevent freezing by solidified salt, especially for intermittent operations.

Manually operated, steel gate valves and automatic valves can be used that are installed so that they can drain freely. Submerged centrifugal pumps that permit no contact of the liquid with the packing gland can be used to circulate molten HITEC.

Metallic asbestos gaskets, asbestos sheet gaskets, and asbestos packing have all been used successfully. Organic valve-packing lubricants or excessive pipe dope should be avoided to prevent a reaction between the organic material and HITEC. Graphite lubricated asbestos is satisfactory with minimal graphite content.

The salt-heating unit should be designed to prevent localized overheating during startup and when the circulation of salt might be stopped suddenly. HITEC is preferably remelted with electric immersion heaters or steam coils that pass through the surface of the salt. Heating a “frozen” bath of HITEC from the bottom alone can develop sufficient pressure to rupture equipment or, more likely, to expel molten HITEC through the solid salt surface.

PRECAUTIONS IN USE

The principal hazards associated with HITEC heat transfer salt apply to any operation that involves elevated temperature liquids. Adequate precautions should be taken to protect operating personnel from burns in case of equipment failure. There is some danger that HITEC, by supporting the combustion of other materials, may escalate an existing fire hazard.

COMBUSTION HAZARD

Although HITEC is nonflammable; it is a strong oxidizer and supports the combustion of other materials. Salt units using HITEC should not be located near wooden construction. Contamination of the work area with HITEC may increase any fire hazard created by combustible materials. These problems may be minimized by washing the work area regularly with water and substituting noncombustible materials for combustible

materials. For example, sand rather than sawdust should be used for clean-up, diking, etc. The user should test any novel applications of hot, molten HITEC. Combustible vapors generally react relatively slowly with HITEC and escape before combustion is complete. Gasoline vapors, high in saturated compounds, were bubbled through the molten salt for 2 hours at 1100°F (593°C); over 90% of the gasoline was recovered unchanged. HITEC and ammonia was also studied under similar conditions, less than 50% of the ammonia reacted over 2 hours at 1100°F (593°C). In both cases, changes in the salt were minor.

Flammable liquids vaporize rapidly in contact with molten HITEC and burn as they might on any hot surface. Crude oil, for example, burned similarly on the surface of HITEC at 1150°F (621°C) and on the surface of molten lead at the same temperature. Motor gasoline, cracked gasoline, gas oil, and crude oil mixed with sulfur were released below the surface of an open container of HITEC at 100°F (593°C). The hydrocarbons vaporized and burned; hot salt splattered considerably from the rapid sub-surface vaporization of the crude oil and gasoline. The salt composition changed little, indicating that the principal reactions were between the vaporized hydrocarbons and the air above the salt bath.

Combustible solids, such as wood, coke, paper, plastics, cyanides, chlorates, ammonium salts, and active metals, such as aluminum and magnesium, offer somewhat greater hazards. Magnesium, (except as an alloying agent in low concentration) must not come in contact with HITEC. Heat treatment of aluminum parts in molten HITEC is a common and safe practice when suitable precautions are taken as in “Potential Hazards in Molten Salt Baths for Heat Treatment of Metals.”ⁱ

It is possible for solid combustible materials to remain in contact with the hot salt until they are completely oxidized, large volumes of combustion gases can be formed rapidly beneath the salt surface. This could result in violent spattering of hot salt or rupture of equipment.

When ground petroleum coke is held beneath the surface of HITEC at 1150°F (621°C), and contacts iron, a very high temperature reaction occurs. Similarly, mixtures of fine aluminum and iron filings react with HITEC at 1000°F (538°C); enough heat evolves to burn through a nickel crucible.

Finely divided charcoal flares up and burns vigorously when placed on the surface of HITEC at 1200°F (649°C), but grease burns quietly under the same conditions. When an oxygen-balanced mixture of HITEC and paraffin are heated rapidly to 1100°F (593°C), the paraffin merely volatilizes and burns, leaving the salt practically unchanged. However, an 80/20 mixture of HITEC and nylon burns vigorously at 750°F (399°C); analysis indicates the oxidizing salts take part in this reaction as they did with coke beneath the surface.

All attempts to detonate HITEC or mixtures of HITEC with combustible products, such as paraffin, petroleum and nylon, at 375°F (190°C) and 25 in. of mercury vacuum were unsuccessful with either a No. 8 blasting cap or 0.5 lb. of blasting gelatin as the initiator. The salt was similarly insensitive at 1100°F

*Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Coastal Chemical Company

(593°C). Attempts to detonate an oxygen-balanced mixture of HITEC* and finely divided charcoal by heating the mixture vigorously under confinement were also unsuccessful. It is estimated that pressures as high as 18,000 psi were attained during this test.

HITEC itself liberates no toxic vapors, but adequate ventilation should be provided to remove any combustion products that might result from purposeful or accidental contamination of a HITEC bath. Water from spray sprinklers or low-velocity fog nozzles will not penetrate the surface of molten HITEC sufficiently to cause dangerous spattering. They are recommended for oil-fired units and for processes involving combustible materials. Carbon dioxide and approved dry-powder type fire extinguishers can be used satisfactorily to extinguish fires in the vicinity of a salt unit, but vaporizing liquid (carbon tetrachloride), foam, and aqueous types, other than sprinklers or low velocity fog types, should not be used. An adequate supply of clean, dry sand is useful for slagging and diking to confine the spread of escaped molten salt.

If water is purposely or accidentally introduced into a unit that contains HITEC, the heat input should be kept low until all the water has evaporated; the system should be vented adequately to release the steam that is formed.

PERSONAL SAFETY AND FIRST AID

HEALTH HAZARDS

HITEC heat transfer salt is a mixture of sodium nitrite, sodium nitrate, and potassium nitrate. Upon contact, these salts are irritating to the eyes and skin. However, the principal health hazards of HITEC are (1) the thermal and oxidizing burn potential of the molten salt when in use, normally at 300-1000°F (149-538°C); and (2) the toxic effect of the sodium nitrite component if HITEC is swallowed. Trace amounts of sodium nitrite (40% of the HITEC salt) are not considered harmful when taken internally. The oral LD₅₀ of sodium nitrite for rats has been reported as 171 mg/kg (Stanford Research Institute, Report No. FDABF-GRAS-084, July 1972). This would be equivalent to 11.5 grams for a 150-pound man. However, because of differences in the metabolism of sodium nitrite by rats and man, as little as one gram may be fatal to humans.^j

SAFETY PRECAUTIONS AND FIRST AID

Persons handling HITEC at room temperature should exercise care to avoid accidental ingestion or contact with eyes or skin. Food should not be permitted in any area where contamination with even small amounts of HITEC could occur. Exposure can be minimized by wearing rubber or plastic-coated gloves and chemical safety goggles. Wash thoroughly after handling. Operating personnel should wear clean uniforms; cloth impregnated with HITEC has increased flammability and can be irritating to the skin.

In case of contact with eyes, immediately flush with plenty of water for at least 15 minutes. Call a physician. For skin, flush with plenty of water. If HITEC is accidentally swallowed, call a physician immediately. Induce vomiting by sticking finger down throat, or by giving salty water (1 tbs per glass) and repeat until fluid is clear. Patient should be kept prone and warm. Administer artificial respiration if necessary.

Molten HITEC, of course, presents the same hazards noted above for HITEC at room temperature. In addition, its sensible heat can cause severe burns. Wear flameproof clothing, face shield and hard hat during any procedure which might cause spattering of a molten salt bath.

In case of contact with molten salt, immediately flush with cold water and call a physician.

STORAGE AND HANDLING

HITEC heat transfer salt is somewhat hygroscopic and should be stored in a dry place to prevent caking. Organic chemicals and readily combustible materials should not be stored with HITEC. In case of fire in the storage area, large volumes of water should be applied to the salt as quickly as possible. Work clothing should not become impregnated with salt, it increases the flammability.

Coastal ships HITEC heat transfer salt in 100- and 150-lb bags and 400-lb (net) nonreturnable fiber drums.

Containers carry the DOT yellow oxidant label. DOT hazard classification: Oxidizing Material.

CUSTOM BLENDED SALTS

Coastal has the capabilities to custom blend heat treating salts for a variety of industrial applications. In special situations, our trained personnel may recommend our Chemtherm series of heat transfer salts, including Chemtherm HTBS, custom blended to revitalize your heat transfer systems.

Coastal specialists have the expertise to test and recommend the proper treating salts for your regular requirements, or special conditions. Testing and specialty salt applications are available upon your request and follow up conference with our heat transfer specialists.

*Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Coastal Chemical Company

SERVICES

Coastal Services Division offers the technical expertise, equipment, and trained personnel to handle your heat transfer salt problems 24 hours a day.

Coastal pioneered and developed new techniques of handling both dry and molten HITEC[®] heat transfer salt. Through the use of specially designed portable crushers, melters and conveyors, Coastal has the capability to handle 3 changes per day, or a total of 120,000 pounds.

Only Coastal offers a quick, safe, economical method of loading heat transfer salt in a molten state. Specially designed portable heaters allow you to remove salt in a molten state, hold it in that state while your vessel is repaired, and then return it without any substantial loss, and with less downtime. Molten salt has successfully been pumped from field heaters and held for several days before pumping back to the original heater.

Coastal is your full service heat transfer specialty company, offering testing of HITEC samples and providing consultation and analytical services to maintain your system in top operating condition safely, economically and efficiently.

HITEC[®] BRIQUETTE

SOLAR HEAT TRANSFER SALT

HITEC Heat Transfer Salt is also available in an almond shaped briquette form containing no anti-caking agents. This offers the operator an easier, safer, duty free method of handling the product.

Coastal manufactures and packages to specification a heat transfer salt for the solar energy industry. A complete package of services and product includes monitoring the integrity of the salt in the solar plant, making recommendations for treatment and providing loading services for solar heat transfer salt.

NOTES

*Reg. U.S. Pat. & Tm. Off., Coastal Chemical Company

^a W D Powers, ANJ Quarterly Progress Report, September 30, 1957, ORNL-2387 (Classified)

^b As described in ASME paper 56-SA-31 by C.F. Lucks and H W Deem

^c Private communication from H. W. Hoffman, Oak Ridge National Laboratory and Batelle Memorial Institute.

^d Vargaftik, Neimark, and Oleshchuck, Bulletin of the VTI, September 1952, No. 9.

^e Transactions of American Institute of Chemical Engineers, 36:371, (1940).

^f H. W. Hoffman and S.I. Cohen, *Fused Salt Heat Transfer – Part III*, Forced-Convection Heat Transfer in Circular Tubes Containing the Salt Mixture NaNO₂-NaNO₃-KNO₃, ORNL-2433 (1957).

^g Dilatometer method of ASTM-D696-44

^h Private communication H. W. Hoffman, Oak Ridge National Laboratory.

ⁱ Research report No. 2, The National Board of Fire Underwriters (1946) 85 John Street, New York, NY 10007.

^j Gleason et. al. Clinical Toxicology of Commercial Products, Williams and Wilkins, 1969, p. 171.